

Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116494139>



INTERNATIONAL ROUNDTABLE

*"Energy in the 1990's:
assessing the needs, discussing
the options"*


Québec City – April 9-10-11 1986

Soon, major decisions are going to have to be made on both sides of the border regarding the energy future of Northeastern North America. The New England Governors and the Eastern Canadian Premiers acknowledge the importance of ongoing collaboration between their respective states and provinces in ensuring a reliable, reasonably priced and secure energy supply.

With this in mind, they requested the Northeast International Committee on Energy (NICE) to hold an international roundtable on energy in the 1990's in view of assessing the needs and discussing the various options available.

Le Château Frontenac
1, rue des Carrières
Québec, QC
G1R 5H2
Tel.: (418) 692-3861

The Conference of New England Governors
and Eastern Canadian Premiers
Northeast International Committee on Energy



About the Conference and NICE

The Conference of New England Governors and Eastern Canadian Premiers was established in 1973, when its first Annual Conference was held in Prince Edward Island. The Governors of the six New England states – Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont – and the Premiers of the five Eastern Canadian provinces – New Brunswick, Newfoundland, Nova Scotia, Prince Edward Island, Québec – have been meeting since that time. These meetings have contributed to the development of economic and cultural ties and have dealt with such questions as energy, agriculture, transportation, tourism, economic development and the environment.

The Northeast International Committee on Energy (NICE) is comprised of senior energy officials from the eleven jurisdictions and was established by the Governors and Premiers in 1978 as a mechanism for the exchange of information and joint action in energy matters.

Previous Roundtables have examined such energy issues as natural gas, petroleum and energy exchanges between New England and Eastern Canada.

All request for information or correspondence should be addressed to:

ENERGY IN THE 1990's

suite 200,

8, rue Cook

Québec, Qc (Canada)

G1R 5H2

Tel.: (418) 643-3724

PROGRAM

WEDNESDAY, APRIL 9

16:00 - 19:00

Registration (*Salon Verchères*)

18:00 - 19:00

Welcoming reception

(*Le Petit Frontenac*)

THURSDAY, APRIL 10

8:00 - 9:00

Registration (*Salon Verchères*)

9:00 - 9:30

Opening session (*Ballroom*)

Mr Gil Rémillard, Minister of International Relations and Responsible for Intergovernmental Affairs, Québec

Mr John H. Sununu, Governor of New Hampshire and CoChairman of the Northeast International Committee on Energy

9:30 - 11:00

Session I (*Ballroom*)

"Energy demand in the 1990's and beyond"

Speakers:

Mr Roland Priddle, Chairman, National Energy Board, Ottawa

Mr Steve A. Smith, Vice-President and Chief Energy Economist, Data Resources Inc., U.S.A.

Discussant:

Mr Edward Burke, Chairman, Public Utilities Commission, Rhode Island

Moderator:

Mr Douglas C. Inkster, Director, Energy Policy Division, Department of Mines and Energy, Newfoundland

11:00 - 11:15

Pause

11:15 - 12:30

Session II (Ballroom)

"New technology and energy conservation: impact on the future of energy supply and demand in the Northeast"

Speaker:

Mr Amory B. Lovins, Director of Research,
Rocky Mountain Institute, Colorado

Discussants:

Mr Earle Taylor, Director, Consumer Research
and Load Forecasting, Northeast Utilities,
Connecticut

Mr Kimon Valaskakis, Director, Gamma Institute,
McGill University, Montréal

Moderator:

Mr John M. Kerry, Director, Office of Energy
Resources, Maine

12:45 - 13:45

Luncheon, compliments of Hydro-
Québec (*Salle Frontenac*)

Hosted by: Mr Hervé Hébert, Chairman of the
Board, Hydro-Québec.

14:00 - 15:15

Session III (Ballroom)

*"Oil and gas supply and demand in the
Northeast"*

Speaker:

Mr Steven M. Millan, Vice-President, Exploration,
Eastern Canada, Petro Canada, Calgary

Discussants:

Mr Richard D. Morel, President and Chief Executive
Officer, Algonquin Gas Transmission
Co., Boston

Mr John French, Director, Nova Scotia
Resources Ltd, Halifax

Moderator:

Mr Dennis A. Hebert, Director, Governor's
Energy Office, New Hampshire

15:15 - 15:30

Pause

15:30 - 17:00

Session IV (Ballroom)

*"Electricity in the Northeast in the 1990's:
how to take advantage of regional
complementarities"*

Speakers:

Mr Robert Bigelow, Vice-President, New
England Electric System, Massachusetts

Mr Georges Lafond, Executive Vice-President,
External Markets, Hydro-Québec

Discussant:

Mr Peter Bradford, Chairman, Maine Public
Utilities Commission

Moderator:

Mr Michel Marcouiller, Coordinator of Intergo-
vernmental Relations, Energy sector, Ministry
of Energy and Resources, Québec.

19:00 - 20:00

Reception (Salle Frontenac)

20:00

Dinner (Ballroom)

Hosted by the Premier of Québec, Mr Robert
Bourassa, Mr Michael S. Dukakis, Governor
of Massachusetts and CoChairman of the
Conference of New England Governors and
Eastern Canadian Premiers, will be guest of
honour.

FRIDAY, APRIL 11

9:15 - 11:00

Session V (Ballroom)

"Free trade in energy and economic development opportunities for the 1990's"

Speakers:

Ms Madeleine M. Kunin, Governor of Vermont

Mr Pierre MacDonald, Minister for External Trade and Technology, Québec

Discussant:

Mr William S. Shipman, Professor of Economics, Bowdoin College, Brunswick, Maine

Moderator:

Mr John R. DeGrace, Director of Energy and Minerals, Department of Energy and Forestry, Prince Edward Island

11:15 - 12:00

Conclusion (Ballroom)

Mr John Ciaccia, Minister of Energy and Resources, Québec

Ms Sharon Pollard, Secretary of Energy Resources, Massachusetts

The Conference of New England Governors
and Eastern Canadian Premiers

Joseph E. Brennan
Governor of Maine

Edward D. DiPrete
Governor of Rhode Island

Michael S. Dukakis
Governor of Massachusetts

Madeleine M. Kunin
Governor of Vermont

William A. O'Neill
Governor of Connecticut

John H. Sununu
Governor of New Hampshire

Robert Bourassa
Premier of Québec

John Buchanan
Premier of Nova Scotia

Richard B. Hatfield
Premier of New Brunswick

James M. Lee
Premier of Prince Edward Island

A. Brian Peckford
Premier of Newfoundland

New England Secretariat
New England Governors' Conference, Inc.
76 Summer Street
Boston, Massachusetts 02110
(617) 423-6900

Eastern Canadian Secretariat
P.O. Box 2044
Halifax, Nova Scotia B3J 2Z1
(902) 424-5905

NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY

Governor John H. Sununu
State of New Hampshire
New England CoChairman

Premier James M. Lee
Province of Prince Edward
Island
Eastern Canadian CoChairman

New Brunswick

Darwin Curtis
Director, Conservation and
Alternative Energy
Department of Forestry
Mines and Energy

Newfoundland

Douglas C. Inkster
Director, Energy Policy
Department of Mines
and Energy

Nova Scotia

P. Carey Ryan
Director, Energy
Management Division
Department of Mines
and Energy

Prince Edward Island

Leo Walsh
Deputy Minister
Department of Energy
and Forestry

Québec

Michel Marcouiller
Coordonnateur des
relations
intergouvernementales
Secteur Énergie
Ministère de l'Énergie et
des Ressources

Connecticut

Joseph Belanger
Director
Office of Policy &
Management
Energy Division

Maine

John M. Kerr
Director
Office of Energy
Resources

Massachusetts

Sharon Pollard
Secretary
Executive Office of
Energy Resources

New Hampshire

Dennis A. Hebert
Director
Governor's Energy Office

Rhode Island

Edward Burke
Chairman
Public Utilities Commission
James J. Malachowski
Director
Office of Intergovernmental
Relations

Vermont

Gerald R. Tarrant
Commissioner
Department of Public
Service

New England Governors' Conference, Inc.

Stephen Leahy
Director
Energy Program

C, CA1
Z4 Z4
-C 52 -C 52



CONFIDENTIAL
REPORT



COLLOQUE INTERNATIONAL

*«L'énergie dans les années 1990:
évaluation des besoins
et analyse des choix»*

Québec – 9, 10 et 11 avril 1986

Au moment où des décisions majeures devront être bientôt prises de part et d'autre de la frontière quant à l'avenir énergétique du Nord-Est, les gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les premiers ministres de l'Est du Canada reconnaissent l'importance d'une collaboration soutenue entre leurs provinces et élargissent leurs efforts afin de s'assurer un approvisionnement énergétique sûr, abordable et fiable.

À cet effet, ils ont donné mandat au Comité international du Nord-Est sur l'énergie («NICE») d'organiser un colloque international sur l'énergie dans les années 1990, en vue d'évaluer les besoins et de discuter des choix s'offrant à eux.

Le Château Frontenac
1, rue des Carrières
Québec, QC
G1R 5H2
Tél.: (418) 692-3861

- À propos
de la Conférence et du NICE

Instituée en 1973, la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada a tenu la même année sa première réunion à l'Île-du-Prince-Édouard. Depuis, les rencontres annuelles des gouverneurs des six états de la Nouvelle-Angleterre (Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont) et des premiers ministres des cinq provinces de l'Est du Canada (Île-du-Prince-Édouard, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Québec, Terre-Neuve) ont contribué au développement des liens économiques et culturels et ont porté sur des sujets comme l'énergie, l'agriculture, le transport, le tourisme, le développement économique et l'environnement.

Le Comité international du Nord-Est sur l'énergie («NICE»), constitué de hauts fonctionnaires du domaine de l'énergie de chaque état et province, a été créé par les gouverneurs et les premiers ministres en 1978 comme mécanisme d'échange d'information et d'action commune en matière d'énergie.

Les colloques précédents organisés par le NICE ont débattu des questions énergétiques comme le gaz naturel, le pétrole et les échanges énergétiques entre l'Est du Canada et la Nouvelle-Angleterre.

Pour toute correspondance ou demande
d'information

L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990

suite 200.

8, rue Cook

Québec, QC (Canada)

G1R 5H2

Tél.: (418) 643-3724

PROGRAMME

MERCREDI 9 AVRIL

16h - 19h

Inscription (*Salon Verchères*)

18h - 19h

Réception d'accueil

(*Le Petit Frontenac*)

JEUDI 10 AVRIL

8h - 9h

Inscription (*Salon Verchères*)

9h - 9h30

Ouverture (*Salle de bal*)

M. Gil Rémillard, Ministre des Relations internationales et délégué aux Affaires intergouvernementales canadiennes, Québec

M. John H. Sununu, Gouverneur du New Hampshire et Co-président du Comité international du Nord-Est sur l'énergie

9h30 - 11h

Première séance (*Salle de bal*)

«La demande d'énergie dans les années 1990 et au delà»

Conférenciers

M. Roland Priddle, Président, Office national de l'énergie, Ottawa

M. Steve A. Smith, Vice-président et économiste en chef (Énergie), Data Resources Inc., U.S.A.

Commentateur

M. Edward Burke, Président, Public Utilities Commission, Rhode Island

Modérateur

M. Douglas C. Inkster, Directeur, Direction de la politique énergétique, ministère des Mines et de l'Énergie, Terre-Neuve

11h - 11h15

Pause

11h15 - 12h30

Deuxième séance (*Salle de bal*)

«Nouvelles technologies et économies d'énergie: impact sur le futur de la demande et de l'offre d'énergie dans le Nord-Est»

Conférencier:

M. Amory B. Lovins, Directeur de la recherche, Rocky Mountain Institute, Colorado

Commentateurs:

M. Earle Taylor, Directeur, Recherche et prévision, Northeast Utilities, Connecticut

M. Kimon Valaskakis, Directeur, Institut Gamma, Université McGill, Montréal

Modérateur:

M. John M. Kerry, Directeur, Office of Energy Resources, Maine

12h45 - 13h45

Déjeuner offert par Hydro-Québec
(*Salle Frontenac*)

Présidé par: M. Hervé Hébert, Président du Conseil d'administration, Hydro-Québec.

14h - 15h15

Troisième séance (*Salle de bal*)

«La demande et l'offre en hydrocarbures dans le Nord-Est»

Conférencier:

M. Steven M. Millan, Vice-président, exploration, Est du Canada, Petro-Canada, Calgary

Commentateurs:

M. Richard D. Morel, Président et chef de la direction, Algonquin Gas Transmission Co., Boston

M. John French, Directeur, Nova Scotia Resources Ltd, Halifax

Modérateur:

M. Dennis A. Hebert, Directeur, Governor's Energy Office, New Hampshire

15h15 - 15h30

Pause

VENDREDI 11 AVRIL

9h15 - 11h

Cinquième séance *(Salle de bal)*

«Le libre-échange en énergie et les possibilités de développement économique dans les années 1990»

Conférenciers :

Mme Madeleine M. Kunin, Gouverneur du Vermont

M. Pierre MacDonald, Ministre du Commerce extérieur et du Développement technologique, Québec

Commentateur :

M. William S. Shipman, Professeur d'économie, Bowdoin College, Brunswick, Maine

Modérateur

M. John R. DeGrace, Directeur, Énergie et minéraux, ministère de l'Énergie et de la Foresterie, Île-du-Prince-Édouard

11h15 - 12h

Conclusion *(Salle de bal)*

M. John Ciaccia, Ministre de l'Énergie et des Ressources, Québec

Mme Sharon Pollard, Secrétaire à l'Énergie, Massachusetts

15h30 - 17h

Quatrième séance (*Salle de bal*)

«L'électricité dans le Nord-Est dans les années 1990: comment tirer parti de nos complémentarités»

Conférenciers:

M. Robert Bigelow, Vice-président, New England Electric System, Massachusetts

M. Georges Lafond, Vice-président exécutif, Marchés externes, Hydro-Québec

Commentateur:

M. Peter Bradford, Président, Public Utilities Commission, Maine

Modérateur:

M. Michel Marcoullier, Coordonnateur des relations intergouvernementales, secteur Énergie, ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec

19h - 20h

Réception (*Salle Frontenac*)

20h

Dîner (*Salle de bal*)

Sous la présidence du Premier ministre du Québec, M. Robert Bourassa, et en présence de M. Michael S. Dukakis, Gouverneur du Massachusetts et Co-président de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada.

COMITÉ INTERNATIONAL DU NORD-EST SUR L'ÉNERGIE

John H. Sununu
Gouverneur du New
Hampshire
Co-président, Nouvelle-
Angleterre

James M. Lee
Premier ministre de
l'Île-du-Prince-Édouard
Co-président, Est du Canada

Nouveau-Brunswick
Darwin Curtis
Director, Conservation and
Alternative Energy
Department of Forests,
Mines and Energy

Maine
John M. Kerry
Director
Office of Energy
Resources

Terre-Neuve
Douglas C. Inksier
Director, Energy Policy
Department of Mines
and Energy

Massachusetts
Sharon Pollard
Secretary
Executive Office of
Energy Resources

Nouvelle-Écosse
P. Carey Ryan
Director, Energy
Management Division
Department of Mines
and Energy

New Hampshire
Dennis A. Heben
Director
Governor's Energy Office

Île-du-Prince-Édouard
Leo Walsh
Deputy Minister
Department of Energy
and Forestry

Rhode Island
Edward Burke
Chairman
Public Utilities Commission
James J. Malachowski
Director
Office of Intergovernmental
Relations

Québec
Michel Marcouiller
Coordonnateur des
relations
intergouvernementales
Secteur Énergie
Ministère de l'Énergie et
des Ressources

Vermont
Gerald R. Tarrant
Commissioner
Department of Public
Service

Connecticut
Joseph Belanger
Director
Office of Policy &
Management
Energy Division

New England Governors'
Conference, Inc.
Stephen Leahy
Director
Energy Program

**Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre
et des premiers ministres de l'Est du Canada**

Joseph E. Brennan
Gouverneur du Maine

Edward D. DiPrete
Gouverneur du Rhode Island

Michael S. Dukakis
Gouverneur du Massachusetts

Madeleine M. Kunin
Gouverneur du Vermont

William A. O'Neill
Gouverneur du Connecticut

John H. Sununu
Gouverneur du New Hampshire

Robert Bourassa
Premier ministre du Québec

John Buchanan
Premier ministre de la Nouvelle-Écosse

Richard B. Hatfield
Premier ministre du Nouveau-Brunswick

James M. Lee
Premier ministre de l'Île-du-Prince-Édouard

A. Brian Peckford
Premier ministre de Terre-Neuve

CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/004

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Energy Demand in the 1990s and Beyond
- Québec and the Atlantic Provinces

R. Priddle

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

Northeast International Committee on Energy

Québec City April 10, 1986

Energy Demand in the 1990s and Beyond

- Québec and the Atlantic Provinces

R. Priddle

National Energy Board

Ottawa, Ontario

Canada

I am pleased to address this meeting on Energy in the 1990s, and to deal specifically with the question of energy demand and related regional supply impacts.

The conference organizers are to be congratulated on the choice of subject matter. It reflects an appropriate recognition of the investment planning horizon for energy supply, transmission and distribution projects.

The National Energy Board regularly examines the long-term outlook for energy demand: such projections are integral to Board decisions on energy export licensing and pipeline certification.

In 1984 the Board published an update of its report on Canadian Energy Supply and Demand, which considered prospects as far out as the year 2005. It has just announced the start of work on another update, which we would expect to publish as a staff study in the fall of this year.

Introduction

Most of the topics to be addressed at this meeting will depend on some notion of future supply, demand and relative prices.

To produce any outlook it is necessary to make assumptions about future prices, economic activity and consumer behavior. These are three key areas which affect every view of the energy future. We therefore periodically review and revise the related assumptions.

Energy prices are a major question mark. Economic activity seems likely to remain cyclical. And consumer behavior is subject to continuing change.

You will recall how difficult it was to anticipate consumer reaction in the 1970s when unprecedented increases in energy prices took place, but when almost all of our experience related to periods when prices were falling in real terms.

The past decade and a half has conditioned consumers to relatively high energy prices. The response was striking in terms of energy conservation and substitution off oil, which had become the highest-cost source of supply. As we now look to the future, we do so with a legacy of experience of the 1970s and first half of the 1980s. But for the past four months we have witnessed declines in world oil prices, on a scale unprecedented since the Second World War. These have followed a period of growing volatility in oil markets. The rules of the game for the rest of the 1980s have likely changed and the relative prices we will face may not resemble those which conditioned recent behavior.

In these circumstances I think that, rather than attempting to outline a specific energy scenario for eastern Canada, it may be more appropriate and useful to consider how a lower world oil price projection might affect energy use. Indeed I would argue that, in a longer run context this is a key question that should concern us. Recent experience has taught us that it is perilous indeed to use single-point estimates in assessing the long term outlook!

Thus I would like to take a few minutes to review what has happened to energy use in eastern Canada particularly as it is reflected in the intensity of energy use and in the distribution of energy demand across different fuels. I will then survey the energy outlook as projected in the Board's 1984 report and discuss how this outlook might be affected by a lower energy price projection.

Canadian Experience

Energy demand in Canada has undergone substantial change since 1979, primarily reflecting altered price relationships and the recession of 1981-82, as well as conservation and a switch off oil.* These changes are important to understanding future energy use because they have led to significant shifts in the structure of demand. For this reason I wish to take a few minutes to give you some background on energy use in Québec and the Atlantic provinces, which sets the stage for my comments on the outlook.

In any analysis of energy demand in eastern Canada three factors stand out, which characterize these markets and their changes since the late 1970s:

- The first is the dramatic shift off oil - due to relative price changes, security of supply concerns, and a multitude of government and industry programs.
- The second is the sharp increase in energy conservation. As real prices increased, energy intensity in all sectors declined.
- And the third - critical to an understanding of the Canadian situation - is the diversity of provincial energy endowments which has affected the degree and nature of the regional response to past price developments and which will similarly affect future demand patterns.

* Canadian oil prices were "administered" through June 1, 1985 and have since fluctuated with world market prices. Canadian consumers were to a degree insulated from both the 1979-80 price surge and from the post-1981 decline in world prices. Prior to the second half of 1985, Canadian oil prices had not decreased in nominal terms since late 1950s.

I want now to review recent experience of conservation and fuel use in Québec and the Atlantic provinces, using a series of slides.

Québec 1979-1985

Slide 1

Québec's energy market during 1979-85 was characterized by fierce competition between electricity and natural gas and by these sources against oil, whose market share declined dramatically. This slide shows that oil's share fell from 64 percent to 44 percent - or 20 percentage points. Of this electricity captured 12 points, natural gas 6 points, and other fuels the remaining two.

The decline in oil's share among households was even more striking. Programs like the Canadian Oil Substitution Program, Hydro-Québec's program to promote electric space heating and relative price changes caused oil's share of residential needs to fall from 55 percent in 1979 to 28 percent by 1985. Electricity, wood and natural gas all increased their shares in the residential market. Surely these were among the most striking changes in a particular consuming sector's energy mix occurring in any North American jurisdiction.

In industry the rapid increase in oil prices, particularly in the early 1980s, coupled with incentives from governments and Hydro-Québec, reduced the province's industrial dependence on oil. As in the residential sector, electricity and natural gas increased their shares at the expense of oil, while renewable energy - largely wood waste and pulping liquor - maintained its share of industrial demand.

Slide 2

The second phenomenon which occurred during this period was a decline in energy intensity, that is energy use per unit of output or per household, in all sectors. As the slide shows, from 1979 intensities for the residential, commercial and industrial sectors in Québec all declined - with the most marked drop in residential usage. Government-sponsored programs such as the Canadian Home Insulation Program,* and heightened consumer awareness were important factors in reducing residential energy intensity. It is worth noting that, in transportation, where the absence of economic alternatives has restricted conversions off oil, intensity declined as well, due to the replacement of the car and truck stock with more efficient vehicles, and a shift to smaller ones.

* Energy conservation and substitution grant programs of the federal government were mostly terminated in 1985. It was felt that much progress in these areas had been made and that market signals were strong and clear enough to encourage continued energy conservation and substitution off oil.

Between 1979 and 1985 Québec's end use energy demand declined on average 2.1 percent a year; oil demand fell 8 percent a year, while both electricity and natural gas sales rose over the period.

Atlantic 1979-85

Slide 3

Unlike Québec, where natural gas and electricity compete for oil's declining share, the Atlantic provinces still depend substantially on imported oil. We see that oil's share of end use demand declined from 71 percent in 1979 to 64 percent in 1985. This is well above oil's 44 percent share in Québec in that same year. This highlights a major difference in energy demand between the two regions, reflecting different resource endowments (e.g. of hydro) and supply arrangements (e.g. for gas) than in Québec.

Within the Atlantic provinces, there is also a significant variation in fuel choices, particularly as energy sources for electricity generation vary greatly across the provinces.

In the industrial sector, the pulp and paper industry has succeeded in replacing heavy fuel oil with waste wood, pulping liquor and electricity. But in 1985 almost 40 percent of the Atlantic's industrial energy requirements were still being satisfied with heavy fuel oil.

The similarities to the New England situation will be apparent to conference participants from that area: decreased energy intensity but a continuing dominance of oil-based fuels, essentially because of a paucity of alternates such as gas and hydro.

Slide 4

But even though this region has not been able to make as much progress as Québec in reducing its oil dependence, it did succeed in reducing its energy intensity in all sectors between 1979 and 1985. As the slide shows, all sectors - but notably the residential sector - use less energy per unit of output, or per household. Again, as in the rest of Canada, various incentive programs contributed to this shift. And in all sectors - including transportation - capital equipment which uses energy became more efficient over this period, so that the improvement in efficiency is now embodied in existing capital stock.

Energy Demand in the 1990s: The Existing Perspective

In the National Energy Board's 1984 Canadian Supply and Demand Report we assumed that oil prices would decline somewhat in real terms from 1983, but would nonetheless reach \$U.S. 39 nominal by 1990, and would increase by two percent real each year thereafter. Real GNP growth was assumed to average 3.4 percent from 1983-90 and 3 percent from 1990 to 2005. Natural gas was assumed to remain competitive relative to oil and to become available in the Atlantic provinces in 1990.

Clearly some of these assumptions might not be considered reasonable in light of recent events, but the energy demand scenario associated with them does provide a useful point of reference against which to consider, in a qualitative way, how the outlook might change if we were to assume a lower oil price.

Slide 5

For Eastern Canada, the outlook we prepared in 1984 projected long-term energy demand growth averaging close to 1.5 percent. On a sectoral basis, industrial energy requirements were projected to show the largest growth - reflecting our assumptions about industrial output and despite the conclusion that there would be continued improvement in the efficiency of energy use. The transportation sector - where slowing household formation and expectations of steady vehicle fuel efficiency gains play an important role - showed the least energy growth of any sector.

It is difficult to compare this performance to any historical period, since, as the slide shows, - reasonably steady increases in energy demand between 1973 and 1981 were entirely offset by the large drops which occurred in both 1982 and 1983. The level of energy demand in Eastern Canada in 1983 was almost 6 percent below that of 1973.

The slide shows that total energy demand in Québec and the Atlantic provinces were expected to show similar long-term trends. This is true also of sectoral demand for the regions.

Slide 1 and 3

Though the projected evolution in the pattern of fuel use in the two regions was similar, natural gas having been assumed to be introduced in the Maritimes by 1990, the oil share in Atlantic Canada remains considerably higher than in Québec throughout the projection horizon. By 2005 the oil share in the Atlantic region remained at about 40 percent compared to less than a third in Québec.

Despite the growth in energy demand shown in this projection, the Board was of the view that conservation would continue to play a major role in influencing demand, and that in a world of rising real energy prices - and given the conservation ethic that developed during the 1970s - energy intensity would continue to decline throughout the forecast period.

Slide 2

For both regions energy intensities in residential, commercial and industrial uses were expected to decline, or remain well below the levels of 1979. In the transportation sector, continued improvements in fuel efficiencies and shifts to small cars were anticipated to lead to the same result.

Slide 4

The prospects for improved energy efficiency in industry and in transportation were major uncertainties at the time of the 1984 outlook, when we expected modest declines in real energy prices through the remainder of the 1980s, followed by real increases in the 1990s. The extent of future conservation in these two areas will be even more problematic in an assessment which assumes a more marked decline in oil and other energy prices in the next few years.

Energy Demand in the 1990s - Is a Reassessment Called For?

How robust is an outlook of this kind likely to be with an oil price projection more in tune with recent developments? I won't hazard a guess at the prospects for oil prices, but their volatility in recent months and years suggests, as I have noted, that we should focus more on the general question of how much difference oil prices make to the energy outlook rather than on the implications of a specific price projection.

We have witnessed a dramatic response to rising prices: the question is whether we will see an equivalent response in the face of declining prices. How one answers this question depends to a large extent on whether one thinks the efficiency gains of the past are reversible. It also depends on whether energy consumers take a longer or shorter term view in making their investment decisions.

Since planning horizons are by their nature subjective, it is useful to focus on the reversibility issue.

The existing housing stock has undergone significant efficiency improvements in recent years. Increased insulation and more efficient equipment have reduced energy needs, and these savings should continue. It is of course possible that new housing construction could embody lower energy efficiency than might be the case with high energy prices but new housing typically represents less than two percent of the total stock in any year. Moreover, there are institutional factors which will prevent new construction from reverting to less efficient energy use. Building codes have more stringent requirements concerning insulation and other energy-related standards, and new appliances are likely to continue to be more efficient than those produced ten or fifteen years ago.

Within the commercial and industrial sectors similar arguments apply, - new capital equipment being put in place is surely much more energy efficient than that which it is replacing. The real question is whether the pace of technological progress with respect to energy efficiency will remain as rapid under a scenario of lower energy prices as it would have under a higher price projection.

There is somewhat more room for reduced energy efficiency in transportation uses in response to lower expected prices; individuals may use their cars more frequently, drive more or move back to larger cars. But even if there are no further improvements to vehicle fuel efficiencies, the replacement of old cars and trucks with more efficient vehicles will continue to restrain transportation energy demand growth in the medium term.

These arguments suggest that there may be limited room for reversibility of efficiency gains in the medium term, except possibly in transportation. In other words, I think a good case can be made that energy intensities will remain near existing levels, or even continue to decline, in the face of lower energy prices. At a minimum the new, more energy efficient technology developed in the past decade will continue to be embodied in new capital equipment and consumer durables. Moreover, such reversibility as can occur will only come about if energy users expect low energy prices to prevail over a long enough period of time to affect their investment decisions. On this, your guess is as good as mine but, given the recent history of oil prices, one must doubt that the smart money will be bet on a long period of low prices.

What of the influence of declining oil prices on market shares? Competing energy sources such as electricity and natural gas whose fixed costs of production, transmission and distribution are generally higher than for oil may be unable to match falling oil prices. Relative energy prices are therefore likely to change in oil's favour, at least for a time, reversing the trend of the last decade and a half. Are we then likely to see a slowing or even reversal of oil's declining share in energy markets?

In the 1984 projections I have presented, we showed a continuing decline in oil shares in Québec and the Atlantic regions. Shifts in relative energy prices favouring oil will change market shares, but sectoral responses will differ.

In the residential sector, given the massive substitution from oil we have witnessed in recent years it is unlikely that we will see any significant conversion of existing housing units back to oil. Further conversion of existing oil-fired furnaces may, however, slow down or cease. Thus, it is mainly in new housing where the possibility for increased oil use exists. Here consumer perceptions of the durability of low oil prices will affect the choice. If it is perceived that oil's new advantage as a heating fuel will not be maintained, new housing may continue to use other fuels.

The commercial sector is an agglomeration of small and large users with different requirements and fuel-switching abilities. Small users are similar to residential users, many have switched from oil already, and any increase in oil's share relative to the 1984 projection would have to come from new users or from reduced rates of conversion by existing oil users.

Many industrial consumers and some large commercial users have dual-fuel capabilities and are able to react most rapidly to changes in relative prices. Typically, the fuels involved are oil and natural gas, and most dual-fuel capacity in Canada is found in the industrial areas of Québec and Ontario. A recent estimate suggests that roughly 35 percent of natural gas sales in Québec are to customers with dual-fuel ability. Because gas comprises only 20 percent of industrial use in Québec, about 6 or 7 percent, at most, of Québec industrial energy demand could switch from natural gas to oil. (Dual-fuel capacity is not significant in the Atlantic provinces because of the absence of natural gas). Switching to oil by dual-fuel users would likely occur over the course of a year or so, as existing contracts expire. In Québec over 40 percent of industrial energy needs are met by electricity, with natural gas and oil the second and third choice fuels. Over the medium and long-run it would appear that there is limited room for an increase in oil's share. The pulp and paper industry - the largest industrial energy user in Québec - is moving to new processes which are electricity-intensive, and smelting and refining - the second largest user in the province - also relies heavily on electricity. Moreover, in view of the continuing availability of electricity at low marginal cost one may doubt that Hydro Québec will readily submit to market-erosion by oil products.

In the Atlantic provinces, the pulp and paper industry is by far the single largest industrial energy user and is also the largest industrial user of oil. In the outlook I presented, natural gas was assumed to be available beginning in 1990. The availability of natural gas and the future requirements of the pulp and paper industry will be major determinants in oil's share in industrial use in Atlantic Canada.

In summary it seems to me that there is limited potential for a shift back to oil in Eastern Canada.

There will likely be an increase in end use energy demand in the years to come but surely this is likely to result more from economic growth than from a direct response to lower prices.

I have not been asked to comment on the supply side of the energy equation for eastern Canada. Much less does my mandate extend to policy prescriptions. Nevertheless, as a former practitioner in this area, I cannot resist sketching a vision for energy in the 1990s and beyond for Québec, the Canadian Atlantic provinces and, with acknowledged presumption, for New England as well.

My hope and expectation is that there will be continued improvements in energy efficiency, without of course impeding the region's industrial and commercial development. Reduced energy intensity diminishes the vulnerability of the economy and society to energy disruptions, however caused, and of course the environmental benefits of reduced fossil fuel use are not inconsequential.

I acknowledge the fact that, in a market economy, energy market shares must be determined on a competitive basis. Nevertheless, I do not think that it is out of order to express the hope that the dependence of the northeastern region of our continent on imported oil will continue to diminish.

In the mid-1970s, there were surely few in the business of producing, consuming or regulating energy who did not feel that the region's dependence on imported oil was excessive. Since then, enormous strides have been made, notably in this province, to diminish that dependence.

Though much has been accomplished, much remains to be done. The region is still more dependent on overseas oil supplies than any other part of the continent. While fears about vulnerability are justifiably less acute than they were in the 1970s, reasonable concerns about long-term security of supply remain.

My "vision" therefore is one of progressive replacement of oil fuels, particularly in non-transportation uses, by renewable energy; by electricity generated within the regions; and by natural gas whether from local sources or from the abundant reserves which are accessible by long distance pipeline.

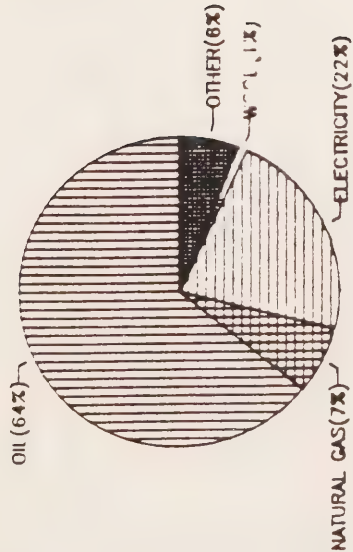
Eastern Canada is well endowed with energy resources - abundant undeveloped hydraulic power in Québec, coal reserves which still make a substantial contribution in the Atlantic provinces, and a large so-far undeveloped petroleum resource in the off-shore.

In New Brunswick approximately 47 percent of electricity generation is currently met by nuclear, although a significant proportion of this is exported to New England. New Brunswick Power's significant interconnections with Hydro Québec also allows it to make major energy purchases, thereby reducing the need for oil-fired generation to meet domestic loads.

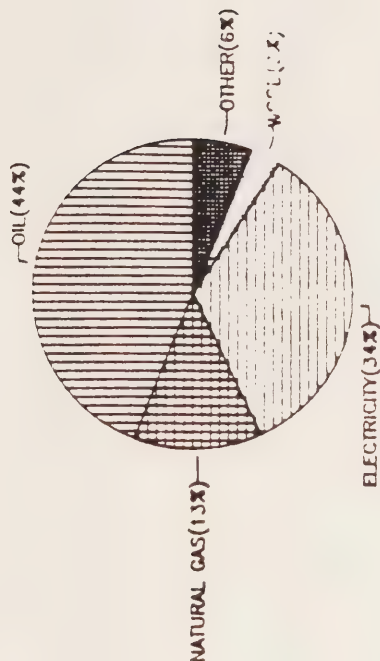
Given an appropriate economic climate and an entrepreneurial spirit, these resources can make an important contribution to Eastern Canadian energy needs, further reducing the area's requirements for imported oil. It is also likely that significant surpluses will exist beyond these needs and will be available for export. Given the necessary governmental approvals on both sides of the border, these could flow to adjoining areas of the United States to similarly improve energy balances there.

To revert in conclusion to the matter of demand projections, I recognize that I have not presented a definitive outlook for energy demand in the 1990s and beyond. Current uncertainties are too great to tie ourselves to anything but a range of possibilities. This range we hope to better express in the National Energy Board's supply-demand update, which will be prepared in consultation with interested parties across Canada. But as you and we seek to define the range, it is important to understand where we have come from, and what factors will affect where we go. This I have attempted to do this morning. I hope that the information contained in my paper will help to provide a perspective both on future energy demand and for the other topics to be addressed today and tomorrow.

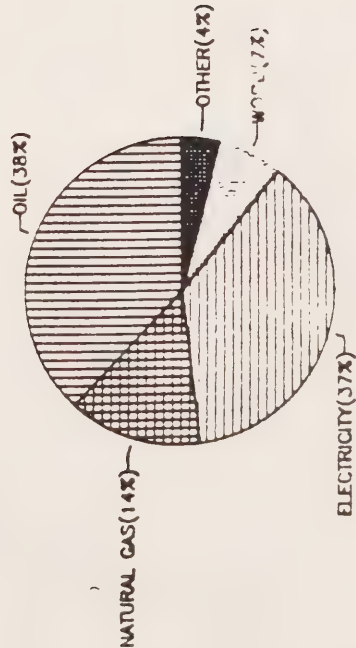
FUEL SHARES - QUEBEC - (%)
1978



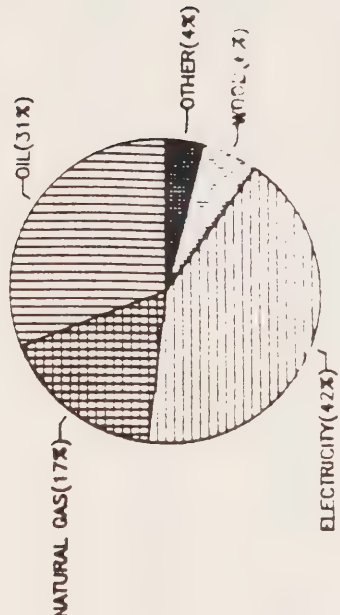
FUEL SHARES - QUEBEC - (%)
1985



FUEL SHARES - QUEBEC - (%)
1990

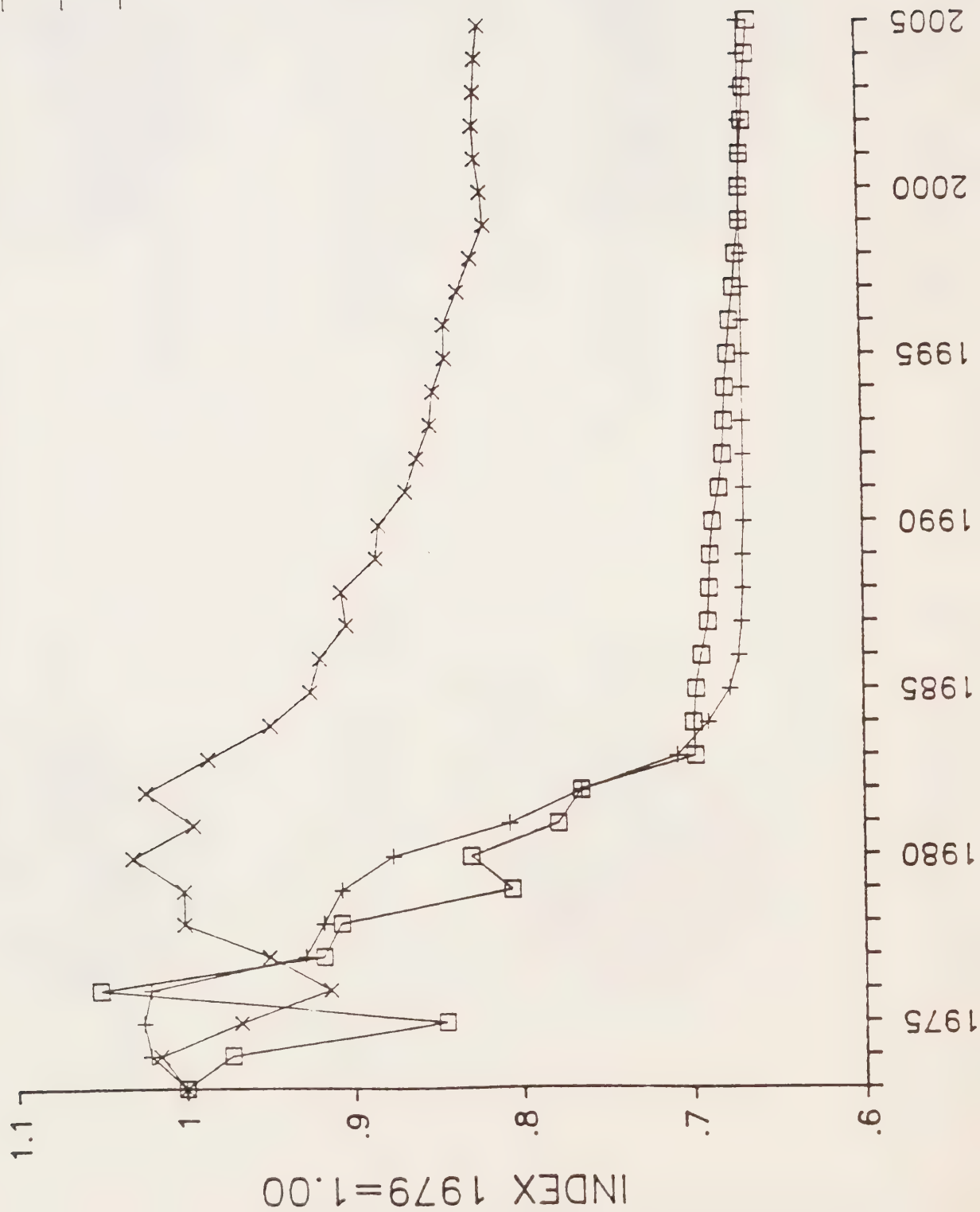


FUEL SHARES - QUEBEC - (%)
2005

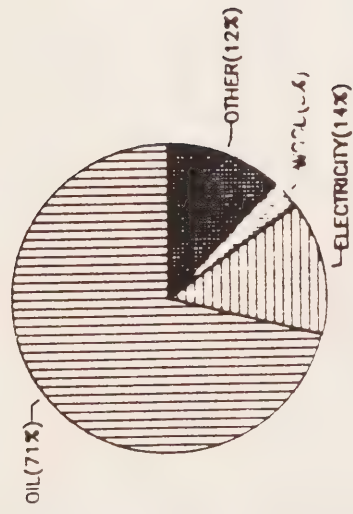


ENERGY INTENSITY QUEBEC

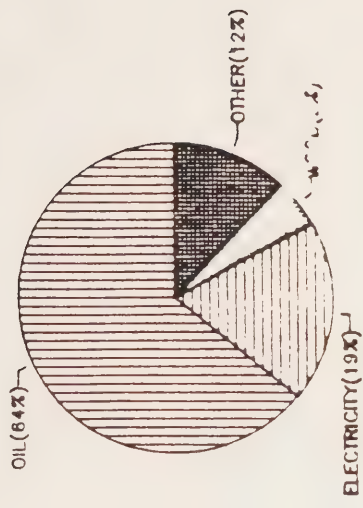
—+— RESIDENTIAL
—□— COMMERCIAL
—x— INDUSTRIAL



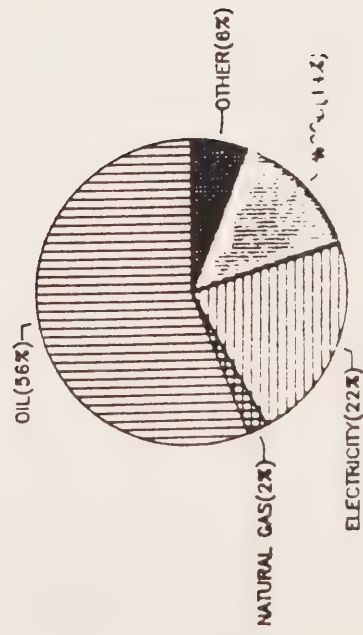
FUEL SHARES – ATLANTIC – (%)
1979



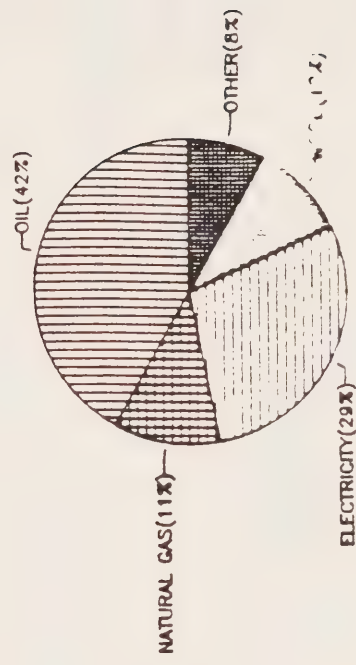
FUEL SHARES – ATLANTIC – (%)
1985



FUEL SHARES – ATLANTIC – (%)
1990

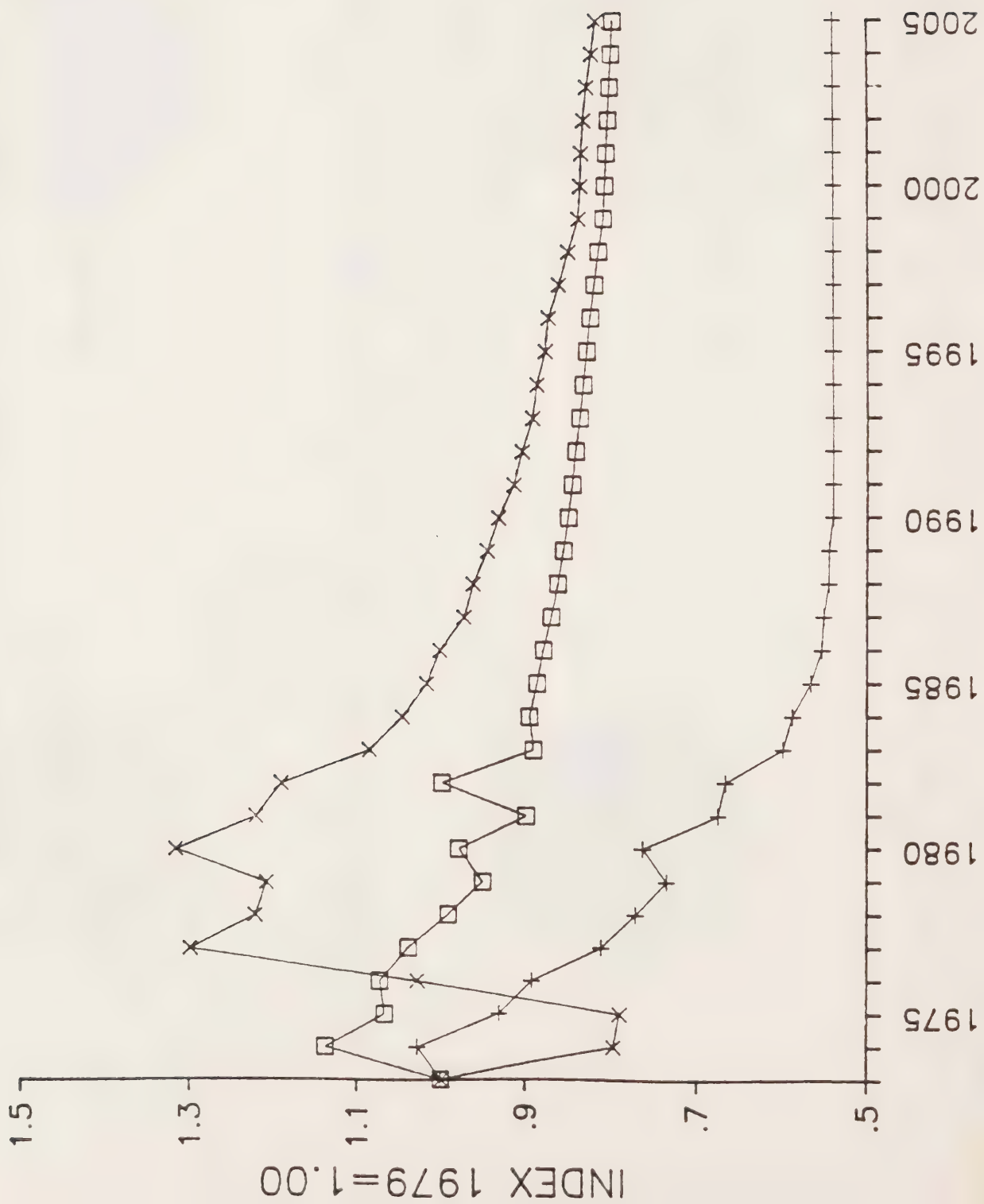


FUEL SHARES – ATLANTIC – (%)
2005

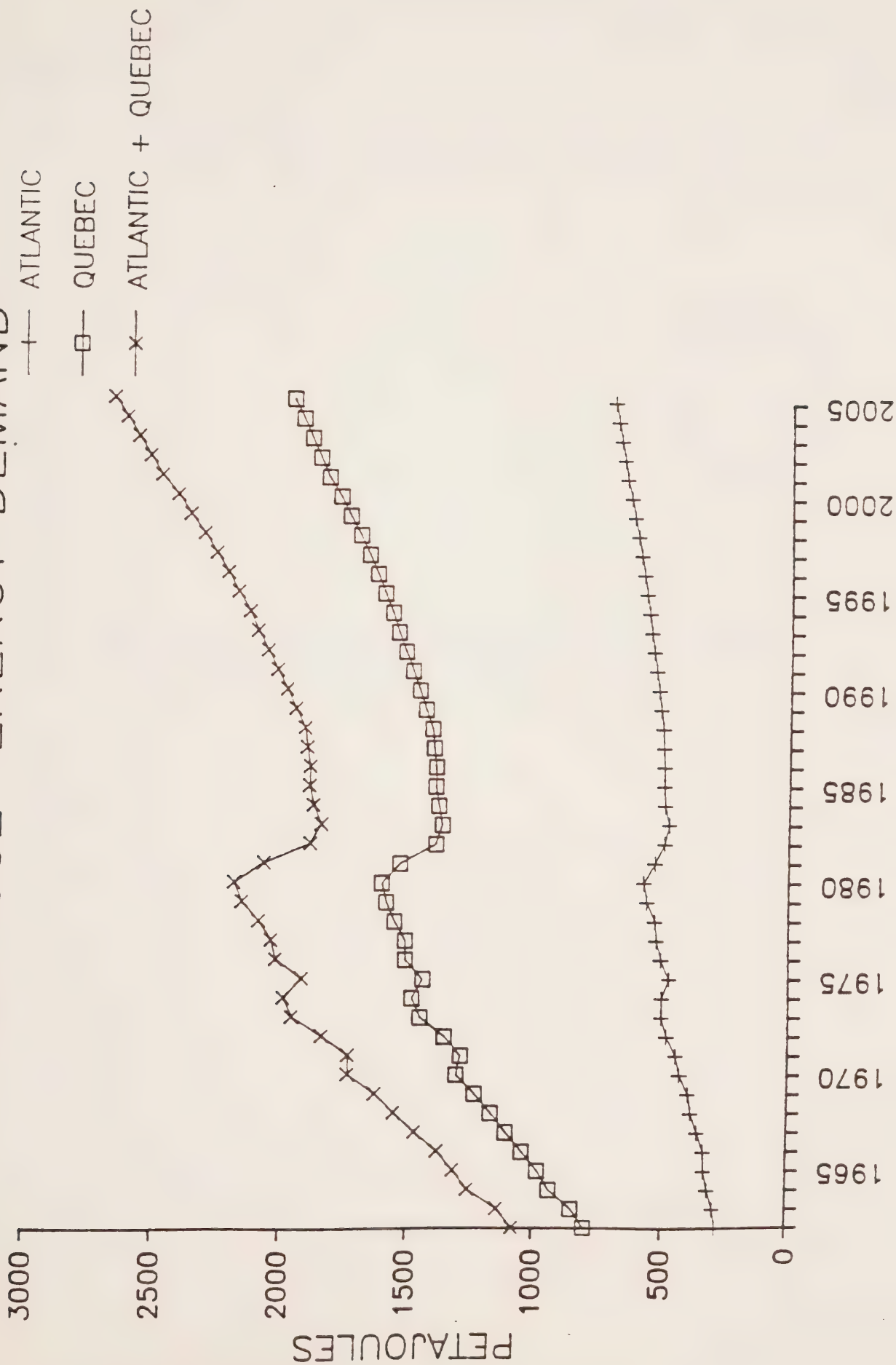


ENERGY INTENSITY ATLANTIC

- +— RESIDENTIAL
- COMMERCIAL
- x— INDUSTRIAL



END-USE ENERGY DEMAND



CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/004

ment
applications

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Demande d'énergie dans les années 1990 et au-delà
- le Québec et les provinces de l'Atlantique

R. Priddle

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

LE COMITÉ INTERNATIONAL DU NORD-EST SUR L'ÉNERGIE
QUÉBEC, LE 10 AVRIL 1986

DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990 ET AU-DELÀ
- LE QUÉBEC ET LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE

R. PRIDDLE

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
OTTAWA (ONTARIO)
CANADA

J'AI LE GRAND PLAISIR DE PRENDRE LA PAROLE LORS DE CE COLLOQUE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990 ET DE TRAITER PLUS PRÉCISÉMENT DE LA QUESTION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ET DES RÉPERCUSSIONS CONNEXES SUR L'APPROVISIONNEMENT RÉGIONAL.

LES ORGANISATEURS DE LA CONFÉRENCE MÉRITENT NOS FÉLICITATIONS QUANT AU CHOIX DU SUJET. CE DERNIER TRADUIT LA RECONNAISSANCE DU FUTUR DE LA PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS POUR L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE, SON TRANSPORT ET SA DISTRIBUTION.

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE ÉTUDIE RÉGULIÈREMENT LES PERSPECTIVES À LONG TERME DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE; CES PROJECTIONS FONT PARTIE INTÉGRANTE DES DÉCISIONS DE L'OFFICE SUR LA DÉLIVRANCE DE LICENCES À L'EXPORTATION D'ÉNERGIE ET DE CERTIFICATS À L'ÉGARD DES PIPELINES.

EN 1984, L'OFFICE A PUBLIÉ UNE MISE À JOUR DE SON RAPPORT SUR L'ÉNERGIE AU CANADA, OFFRE ET DEMANDE JUSQU'EN L'AN 2005. L'OFFICE VIENT TOUT JUSTE D'ANNONCER LE DÉBUT DES TRAVAUX SUR UNE AUTRE MISE À JOUR, QUE NOUS ESPÉRONS PUBLIER SOUS FORME D'ÉTUDE DU PERSONNEL, L'AUTOMNE PROCHAIN.

INTRODUCTION

LA PLUPART DES SUJETS QUI SERONT ÉTUDIÉS AU COURS DE CE COLLOQUE S'ARTICULERONT AUTOUR D'UNE CERTAINE IDÉE D'APPROVISIONNEMENT, DE DEMANDE ET DE PRIX RELATIFS DANS L'AVENIR.

AFIN D'OBTENIR UNE VUE D'ENSEMBLE, IL FAUT FAIRE DES HYPOTHÈSES SUR LES PRIX FUTURS, L'ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE ET LE COMPORTEMENT DES CONSOMMATEURS. CE SONT LÀ LES TROIS ÉLÉMENTS FONDAMENTAUX QUI TOUCHENT TOUT APERÇU DE L'ÉNERGIE DANS L'AVENIR. NOUS LES ÉTUDIONS DONC PÉRIODIQUEMENT ET NOUS REVOYONS LES HYPOTHÈSES CONNEXES.

LES PRIX DE L'ÉNERGIE CONSTITUENT UN GRAND POINT D'INTERROGATION. IL SEMBLE PROBABLE QUE L'ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE DEMEURERA CYCLIQUE; LE COMPORTEMENT DES CONSOMMATEURS SE MODIFIE CONSTAMMENT.

SOUVENEZ-VOUS DE LA DIFFICULTÉ QUE NOUS AVONS EUE À PRÉVOIR LA RÉACTION DES CONSOMMATEURS DANS LES ANNÉES 1970 AU MOMENT DES AUGMENTATIONS SANS PRÉCÉDENT DES PRIX DE L'ÉNERGIE ALORS QU'EN PARTIE, NOTRE EXPÉRIENCE PORTAIT SUR DES PÉRIODES OÙ LES PRIX DIMINUAIENT EN TERMES RÉELS.

LES QUINZE DERNIÈRES ANNÉES ONT HABITUÉ LES CONSOMMATEURS À DES PRIX DE L'ÉNERGIE RELATIVEMENT ÉLEVÉS. LA RÉACTION A ÉTÉ FRAPPANTE AU CHAPITRE DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DU REMPLACEMENT DU PÉTROLE, QUI ÉTAIT DEVENU LA SOURCE D'APPROVISIONNEMENT LA PLUS COÛTEUSE. QUANT NOUS CONSIDÉRONS L'AVENIR EN CE MOMENT, NOUS LE FAISONS À PARTIR DE L'EXPÉRIENCE DES ANNÉES 1970 ET DE LA PREMIÈRE MOITIÉ DES ANNÉES 1980. TOUTEFOIS, AU COURS DES QUATRE DERNIERS MOIS NOUS AVONS ÉTÉ TÉMOINS DE DIMINUTIONS DANS LES PRIX MONDIAUX

DU PÉTROLE D'UNE DIMENSION INCONNUE DEPUIS LA DEUXIÈME GUERRE MONDIALE. CES DIMINUTIONS ONT SUIVI UNE PÉRIODE DE VOLATILITÉ CROISSANTE DES MARCHÉS PÉTROLIERS. LES RÈGLES DU JEU POUR LE RESTE DES ANNÉES 1980 ONT SANS DOUTE CHANGÉ ET LES PRIX RELATIFS QUE NOUS AURONS À PAYER NE RESSEMBLERONT PEUT-ÊTRE PAS À CEUX QUI ONT INFLUENCÉ NOTRE COMPORTEMENT RÉCENT.

DANS CES CIRCONSTANCES, JE CROIS QU'IL SERAIT PLUS CONVENABLE ET UTILE DE SONGER DE QUELLE FAÇON UNE PROJECTION DE PRIX MONDIAUX DU PÉTROLE PLUS BAS POURRAIT TOUCHER NOTRE UTILISATION DE L'ÉNERGIE PLUTÔT QUE DE TENTER D'ÉTABLIR UN SCÉNARIO PRÉCIS AU POINT DE VUE ÉNERGIE POUR L'EST DU CANADA. EN EFFET, JE DIRAIS QU'À PLUS LONG TERME IL S'AGIT D'UNE QUESTION FONDAMENTALE QUI DEVRAIT NOUS PRÉOCCUPER. L'EXPÉRIENCE DE CES DERNIERS TEMPS NOUS A APPRIS QU'IL EST PÉRILLEUX EN EFFET DE SE SERVIR D'ESTIMATIONS PONCTUELLES POUR L'ÉVALUATION DES PERSPECTIVES À LONG TERME'.

PERMETTEZ-MOI DONC DE CONSACRER QUELQUES MINUTES À L'EXAMEN DE LA SITUATION DE L'USAGE DE L'ÉNERGIE DANS L'EST DU CANADA, PARTICULIÈREMENT PUISQU'ELLE SE TRADUIT DANS L'INTENSITÉ DE L'USAGE D'ÉNERGIE ET DANS LA RÉPARTITION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE POUR DIVERS COMBUSTIBLES. JE FERAİ ENSUITE LA REVUE DE LA PERSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE PROJETÉE DANS LE RAPPORT DE L'OFFICE POUR 1984 ET JE DISCUTERAI DE QUELLE FAÇON UNE PROJECTION DE PRIX PLUS BAS POURRA AFFECTER CETTE PERSPECTIVE.

L'EXPÉRIENCE CANADIENNE

LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU CANADA A CONNU DES MODIFICATIONS IMPORTANTES DEPUIS 1979, TRADUISANT SURTOUT DE NOUVEAUX RAPPORTS DE PRIX ET LA RÉCESSION DE 1981-1982, DE MÊME QUE LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET LE REMPLACEMENT DU PÉTROLE.* CES MODIFICATIONS SONT IMPORTANTES SI L'ON VEUT COMPRENDRE L'USAGE FUTUR DE L'ÉNERGIE, PARCE QU'ELLES ONT AMENÉ À DES DÉPLACEMENTS IMPORTANTS DE LA STRUCTURE DE LA DEMANDE. C'EST POURQUOI JE VOUS FERAİ PART RAPIDEMENT DE DONNÉES DE BASE SUR L'USAGE DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE QUI PLANTENT LE DÉCOR DE MES COMMENTAIRES SUR LA PERSPECTIVE.

DANS TOUTE ANALYSE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE DANS L'EST DU CANADA, TROIS FACTEURS PRÉDOMINENT ET CARACTÉRISENT CES MARCHÉS ET LES CHANGEMENTS QUI S'Y SONT PRODUITS DEPUIS LA FIN DES ANNÉES 1970:

* LES PRIX CANADIENS DU PÉTROLE ONT ÉTÉ "ADMINISTRÉS" JUSQU'AU 1^{er} JUIN 1985 ET, DEPUIS, ILS ONT FLUCTUÉ EN FONCTION DES PRIX DU MARCHÉ MONDIAL. LES CONSOMMATEURS CANADIENS ONT ÉTÉ JUSQU'À UN CERTAIN POINT À L'ABRI À LA FOIS DE LA MONTÉE DES PRIX DE 1979-1980 ET DU DÉCLIN POSTÉRIEUR À 1981 DES PRIX MONDIAUX. AVANT LE DEUXIÈME SEMESTRE DE 1985, LES PRIX CANADIENS DU PÉTROLE N'AVAIENT PAS BAISSÉ EN TERMES NOMINAUX DEPUIS LA FIN DES ANNÉES 1950.

- LE PREMIER FACTEUR EST L'IMPORTANCE DU REMPLACEMENT DU PÉTROLE EN RAISON DES MODIFICATIONS AU PRIX RELATIF, DES PRÉOCCUPATIONS À L'ÉGARD DE LA SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS ET D'UNE MULTITUDE DE PROGRAMMES DU GOUVERNEMENT ET DE L'INDUSTRIE;
- LE DEUXIÈME FACTEUR EST L'AUGMENTATION ABRUPTÉ DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE. À MESURE QU'AugMENTAIENT LES PRIX, L'INTENSITÉ DE L'UTILISATION D'ÉNERGIE DIMINUAIT DANS TOUS LES SECTEURS.
- LE TROISIÈME FACTEUR, ESSENTIEL À TOUTE COMPRÉHENSION DE LA SITUATION CANADIENNE, EST LA DIVERSITÉ DES APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE DES PROVINCES QUI A INFLUENCÉ LE DEGRÉ ET LA NATURE DE LA RÉACTION RÉGIONALE AUX MODIFICATIONS PASSÉES DU PRIX ET QU' TOUCHERA DE FAÇON SEMBLABLE LA CONFIGURATION DE LA DEMANDE FUTURE.

JE PARLERAI MAINTENANT DES RÉCENTES EXPÉRIENCES D'ÉCONOMIES ET D'USAGE DU COMBUSTIBLE AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE AU MOYEN DE DIAPOSITIVES.

QUÉBEC, DE 1979 À 1985

DIAPOSITIVE 1

DE 1979 à 1985 LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC A ÉTÉ CARACTÉRISÉ PAR UNE CONCURRENCE FÉROCE ENTRE L'ÉLECTRICITÉ ET LE GAZ NATUREL ET UNE CONCURRENCE DE LA PART DE CES DERNIERS À L'ENCONTRE DU PÉTROLE DONT LA PART DU MARCHÉ A DIMINUÉ DE FAÇON REMARQUABLE. CETTE DIAPOSITIVE MONTRE QUE LA PART DU PÉTROLE EST PASSÉE DE 64 À 44 POUR CENT, SOIT 20 %. DE CETTE DIFFÉRENCE, L'ÉLECTRICITÉ S'EST ACCAPARÉE DE 12 %, LE GAZ NATUREL DE 6 % ET LES AUTRES COMBUSTIBLES DE 2 %.

LA BAISSÉ DE LA PART DU PÉTROLE DANS LES MÉNAGES A ÉTÉ ENCORE PLUS REMARQUABLE. DES PROGRAMMES COMME LE PROGRAMME CANADIEN DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE, CELUI DE L'HYDRO-QUÉBEC POUR PROMOUVOIR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX À L'ÉLECTRICITÉ ET LES MODIFICATIONS AUX PRIX RELATIFS ONT FAIT QUE LA PART OCCUPÉE PAR LE PÉTROLE POUR LES BESOINS RÉSIDENTIELS A BAISSÉ DE 55 POUR CENT EN 1979 À 29 POUR CENT EN 1985. L'ÉLECTRICITÉ, LE BOIS ET LE GAZ NATUREL ONT TOUS ACCRU LEUR PART DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL. CES CHANGEMENTS ÉTAIENT CERTAINEMENT PARMI LES PLUS SUBSTANTIELS DANS UN MÉLANGE D'ÉNERGIE, DANS UN SECTEUR PARTICULIER DE LA CONSOMMATION, À SE PRODUIRE EN AMÉRIQUE DU NORD.

DANS L'INDUSTRIE, L'AUGMENTATION RAPIDE DES PRIX DU PÉTROLE, PARTICULIÈREMENT AU DÉBUT DES ANNÉES 1980, JOINTE À DES INCITATIONS DE LA PART DES GOUVERNEMENTS ET DE L'HYDRO-QUÉBEC, A RÉDUIT LA DÉPENDANCE PÉTROLIÈRE DES INDUSTRIES AU QUÉBEC. TOUT COMME DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL, L'ÉLECTRICITÉ ET LE GAZ NATUREL ONT AUGMENTÉ LEUR PART AUX DÉPENS DU PÉTROLE, ALORS QUE LES ÉNERGIES RENOUVELABLES, EN GRANDE PARTIE LES DÉCHETS DU BOIS ET LA LIQUEUR RÉSIDUAIRE ONT CONSERVÉ LEUR PART DE LA DEMANDE INDUSTRIELLE.

DIAPOSITIVE 2

LE DEUXIÈME PHÉNOMÈNE AU COURS DE CETTE PÉRIODE A ÉTÉ UNE DIMINUTION DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE, C'EST-À-DIRE L'UTILISATION D'ÉNERGIE PAR UNITÉ DE PRODUCTION OU PAR MÉNAGE, DANS TOUS LES SECTEURS. COMME NOUS LE VOYONS, À PARTIR DE 1979 LES INTENSITÉS POUR LES SECTEURS RÉSIDENTIEL, COMMERCIAL ET INDUSTRIEL ONT TOUTES DIMINUÉ AU QUÉBEC, LA BAISSÉ LA PLUS MARQUÉE ÉTANT CELLE DE L'USAGE RÉSIDENTIEL. LES PROGRAMMES PARRAINÉS PAR LE GOUVERNEMENT, PAR EXEMPLE LE PROGRAMME D'ISOLATION THERMIQUE DES RÉSIDENCES-CANADA* ET LA PLUS GRANDE PRISE DE CONSCIENCE DES CONSOMMATEURS, ÉTAIENT DES FACTEURS IMPORTANTS DE LA RÉDUCTION DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE RÉSIDENTIELLE. IL VAUT DE SOULIGNER QUE

* LES PROGRAMMES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET DE SUBVENTIONS AU REMPLACEMENT DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL ONT EN GRANDE PARTIE PRIS FIN EN 1985. ON CROYAIT QUE BEAUCOUP DE PROGRÈS AVAIENT ÉTÉ ACCOMPLIS DANS CES DOMAINES ET QUE LES SIGNAUX DU MARCHÉ ENCOURAGEAIENT SANS ÉQUIVOQUE LA POURSUITE DES MESURES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE.

DANS LE DOMAINE DES TRANSPORTS, OÙ L'ABSENCE D'AUTRES SOLUTIONS ÉCONOMIQUES A RESTREINT LES CONVERSIONS, L'INTENSITÉ A DIMINUÉ AUSSI, EN RAISON DU REMPLACEMENT DES PARCS AUTOMOBILES ET DE CAMIONS PAR DES VÉHICULES PLUS EFFICACES ET EN RAISON DE L'UTILISATION DE PLUS PETITS VÉHICULES.

ENTRE 1979 ET 1985, LA DEMANDE D'ÉNERGIE D'UTILISATION FINALE AU QUÉBEC A DIMINUÉ EN MOYENNE DE 2,1 POUR CENT PAR ANNÉE; LA DEMANDE DE PÉTROLE, DE 8 POUR CENT PAR ANNÉE, TANDIS QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL ONT AUGMENTÉ PENDANT CETTE PÉRIODE.

PROVINCES DE L'ATLANTIQUE, 1979 À 1985

DIAPOSITIVE 3

CONTRAIREMENT À CE QUI S'EST PASSÉ AU QUÉBEC, OÙ LE GAZ NATUREL ET L'ÉLECTRICITÉ SE FONT CONCURRENCE POUR OBTENIR LA PART OCCUPÉE PAR LE PÉTROLE EN BAISSÉ, LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE DÉPENDENT TOUJOURS ÉNORMÉMENT DU PÉTROLE IMPORTÉ. NOUS VOYONS QUE LA PART DE LA DEMANDE D'UTILISATION FINALE DU PÉTROLE EST PASSÉE DE 71 POUR CENT EN 1979 À 64 POUR CENT EN 1985. CELA EST BIEN AU-DESSUS DE LA PART DE 44 POUR CENT AU QUÉBEC, LA MÊME ANNÉE. CELA SOULIGNE UNE GRANDE DIFFÉRENCE DANS LA DEMANDE D'ÉNERGIE ENTRE LES DEUX RÉGIONS, TRADUISANT DES APPROVISIONNEMENTS (PAR EXEMPLE L'HYDRO-ÉLECTRICITÉ) ET DES DISPOSITIONS D'APPROVISIONNEMENT DIFFÉRENTS DU QUÉBEC (PAR EXEMPLE POUR LE GAZ).

DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE, IL EXISTE AUSSI UNE VARIATION IMPORTANTE DES CHOIX DU COMBUSTIBLE, PARTICULIÈREMENT PARCE QUE LES SOURCES D'ÉNERGIE POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VARIENT BEAUCOUP D'UNE PROVINCE À L'AUTRE.

DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL, L'INDUSTRIE DES PÂTES ET PAPIERS A RÉUSSI À REMPLACER LE MAZOUT LOURD PAR DES DÉCHETS DE BOIS, LA LIQUEUR RÉSIDUAIRE ET L'ÉLECTRICITÉ. MAIS EN 1985, LE MAZOUT LOURD RÉPONDAIT TOUJOURS À PRÈS DE 40 POUR CENT DES BESOINS EN ÉNERGIE DES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE.

LES PARTICIPANTS DE CETTE RÉGION CONSTATERONT ÉVIDEMMENT LES SIMILITUDES AVEC LA SITUATION DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE: DIMINUTION DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE, MAIS POURSUITE DE LA DOMINATION DE COMBUSTIBLE À BASE DE PÉTROLE, ESSENTIELLEMENT EN RAISON DU MANQUE D'AUTRES SOLUTIONS, PAR EXEMPLE, LE GAZ ET L'HYDRO-ÉLECTRICITÉ.

DIAPOSITIVE 4

QUOIQUE CETTE RÉGION N'AIT PAS RÉUSSI À FAIRE AUTANT DE PROGRÈS QUE LE QUÉBEC DANS LA RÉDUCTION DE SA DÉPENDANCE DU PÉTROLE, ELLE A QUAND MÊME RÉUSSI À RÉDUIRE SON INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS TOUS LES SECTEURS ENTRE 1979 ET 1985. COMME LE MONTRE LA DIAPOSITIVE, TOUS LES SECTEURS, MAIS PARTICULIÈREMENT LE SECTEUR RÉSIDENTIEL, UTILISENT MOINS D'ÉNERGIE PAR UNITÉ DE

PRODUCTION OU PAR MÉNAGE. DE MÊME QUE DANS LE RESTE DU CANADA, DIVERS PROGRAMMES DE STIMULANTS ONT CONTRIBUÉ À CE CHANGEMENT. DANT TOUS LES SECTEURS, NOTAMMENT LES TRANSPORTS, L'ÉQUIPEMENT CANADIEN QUI UTILISE DE L'ÉNERGIE EST DEVENU PLUS EFFICACE PENDANT CETTE PÉRIODE ET, AINSI, L'AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ S'EST MAINTENANT CONCRÉTISÉE DANS LE CAPITAL SOCIAL EXISTANT.

DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990: LA PERSPECTIVE ACTUELLE

DANS LE RAPPORT DE 1984 SUR L'OFFRE ET LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU CANADA DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, NOUS PRÉSUMIONS QUE LES PRIX DU PÉTROLE DIMINUERAIENT LÉGÈREMENT EN TERMES RÉELS À PARTIR DE 1983, MAIS QU'ILS ATTEINDRAIENT NÉANMOINS 39 \$ US EN 1990 ET AUGMENTERAIENT DE DEUX POUR CENT EN TERMES RÉELS CHAQUE ANNÉE PAR LA SUITE. LA CROISSANCE DU PNB RÉEL DEVAIT, SELON NOTRE HYPOTHÈSE, ÊTRE EN MOYENNE DE 3,4 POUR CENT DE 1983 À 1990 ET DE 3 POUR CENT DE 1990 À 2005. ON PRÉSUMAIT QUE LE GAZ NATUREL DEMEURERAIT CONCURRENTIEL PAR RAPPORT AU PÉTROLE ET QU'IL SERAIT DISPONIBLE DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE EN 1990.

VISIBLEMENT, CERTAINES DE CES HYPOTHÈSES NE DEVRAIENT PAS ÊTRE JUGÉES RAISONNABLES À LA LUMIÈRE DES ÉVÉNEMENTS RÉCENTS, MAIS LE SCÉNARIO DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE QUI Y EST ASSOCIÉ CONSTITUE QUAND MÊME UN POINT DE RÉFÉRENCE UTILE QUI NOUS PERMET DE CONSIDÉRER, DE FAÇON QUALITATIVE, COMMENT LA PERSPECTIVE POURRAIT CHANGER SI NOUS ASSUMIONS UN PRIX DU PÉTROLE PLUS BAS.

DIAPOSITIVE 5

POUR L'EST DU CANADA, LA PERSPECTIVE PRÉPARÉE PAR NOUS EN 1984 PROJETAIT UNE CROISSANCE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE À LONG TERME DE PRÈS DE 1,5 POUR CENT. SELON LES SECTEURS, LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'INDUSTRIE DEVAIENT CONNAÎTRE LA CROISSANCE LA PLUS IMPORTANTE, REFLÉTANT NOS HYPOTHÈSES SUR LA PRODUCTION INDUSTRIELLE ET EN DÉPÎT DE LA CONCLUSION SELON LAQUELLE ON ASSISTERAÎT À UNE AMÉLIORATION CONSTANTE DE L'EFFICACITÉ DE L'UTILISATION D'ÉNERGIE. LE SECTEUR DU TRANSPORT, OÙ LE RALENTISSEMENT DE LA FORMATION DE MÉNAGES ET LES ATTENTES AU PLAN DES GAINS DU RENDEMENT TOUJOURS PLUS EFFICACE DES VÉHICULES JOUENT UN RÔLE IMPORTANT, A CONNU LA CROISSANCE ÉNERGÉTIQUE LA PLUS FAIBLE DE TOUT AUTRE SECTEUR.

IL EST DIFFICILE DE COMPARER CE RENDEMENT À UNE PÉRIODE HISTORIQUE ÉTANT DONNÉ, COMME LE MONTRE LA DIAPOSITIVE, QUE LES AUGMENTATIONS RAISONNABLEMENT RÉGULIÈRES DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ENTRE 1973 ET 1981 ONT ÉTÉ TOTALEMENT COMPENSÉES PAR LES IMPORTANTES BAISSES DE 1982 ET 1983. LA PALIER DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE DANS L'EST DU CANADA EN 1983 ÉTAIT PRESQUE DE 6 POUR CENT INFÉRIEUR À CELUI DE 1973.

LES DIAPOSITIVES MONTRENT QUE LA DEMANDE D'ÉNERGIE TOTALE AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE DEVAIT TÉMOIGNER DE TENDANCES À LONG TERME SEMBLABLES. CELA EST ÉGALEMENT VRAI DE LA DEMANDE SECTORIELLE POUR LES RÉGIONS.

DIAPPOSITIVES 1 ET 3

DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE, LA PART DU PÉTROLE DEMEURE CONSIDÉRABLEMENT PLUS ÉLEVÉE QU'AU QUÉBEC PENDANT TOUTE LA PÉRIODE COUVERTE PAR LES PROJECTIONS, BIEN QUE L'ÉVOLUTION PRÉVUE DE LA TENDANCE D'UTILISATION DU COMBUSTIBLE DANS LES DEUX RÉGIONS SOIT SEMBLABLE, EN PRÉSUMANT QUE LE GAZ COMMENCE À ÊTRE UTILISÉ DANS LES MARITIMES EN 1990. EN 2005, LA PART PÉTROLIÈRE DES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE EST DEMEURÉE À ENVIRON 40 POUR CENT, PAR RAPPORT À MOINS D'UN TIERS AU QUÉBEC.

MALGRÉ LA CROISSANCE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE MONTRÉE DANS CETTE PROJECTION, L'OFFICE ÉTAIT D'AVIS QUE LES ÉCONOMIES CONTINUERAIENT À INFLUENCER DE FAÇON IMPORTANTE LA DEMANDE ET QUE, DANS UN MONDE DE PRIX RÉELS DE L'ÉNERGIE TOUJOURS CROISSANTS ET, ÉTANT DONNÉ LES MESURES D'ÉCONOMIE MISES EN PLACE DANS LES ANNÉES 1970, L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE CONTINUERAIT À DIMINUER PENDANT TOUTE LA PÉRIODE VISÉE PAR LES PROJECTIONS.

DIAPPOSITIVE 2

DANS LES DEUX RÉGIONS, L'ON S'ATTENDAIT QUE LES INTENSITÉS ÉNERGÉTIQUES DANS LES DOMAINES RÉSIDENTIEL, COMMERCIAL ET INDUSTRIEL DIMINUENT OU DEMEURENT BIEN EN DESSOUS DES PALIERS DE 1979. DANS LE SECTEUR DU TRANSPORT, ON PRÉVOYAIT QUE LES AMÉLIORATIONS CONSTANTES DES EFFICACITÉS DU COMBUSTIBLE ET L'UTILISATION ACCRUE DE PETITES VOITURES PRODUISENT LE MÊME RÉSULTAT.

DIAPOSITIVE 4

LES PERSPECTIVES EN VUE DE L'EFFICACITÉ ACCRUE DE L'ÉNERGIE DANS L'INDUSTRIE ET LES TRANSPORTS CONSTITUAIENT DES INCERTITUDES IMPORTANTES AU MOMENT DE LA PERSPECTIVE DE 1984 LORSQUE NOUS NOUS ATTENDIONS À DES BAISSSES MODESTES DANS LES PRIX RÉELS DE L'ÉNERGIE AU COURS DES ANNÉES 1990. LA PORTÉE DES ÉCONOMIES FUTURES DANS CES DEUX SECTEURS SERA ENCORE PLUS PROBLÉMATIQUE DANS UNE ÉVALUATION QUI PRÉSUME UNE DIMINUTION PLUS MARQUÉE DANS LES PRIX DU PÉTROLE ET D'AUTRES TYPES D'ÉNERGIE AU COURS DES QUELQUES PROCHAINES ANNÉES.

LA DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990 - LA RÉÉVALUATION
EST-ELLE UTILE?

SI LA PROJECTION DES PRIX DU PÉTROLE ÉTAIT PLUS CONFORME AUX DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS, QUELLE SERAIT LA FORCE D'UNE PERSPECTIVE DE CE TYPE? JE NE TENTERAI PAS DE DEVINER L'AVENIR DES PRIX DU PÉTROLE, MAIS LEUR VOLATILITÉ AU COURS DES DERNIERS MOIS ET DES DERNIÈRES ANNÉES SUGGÈRE, COMME JE L'AI SOULIGNÉ, QUE NOUS DEVONS PORTER UNE PLUS GRANDE ATTENTION À LA QUESTION GÉNÉRALE QUANT AU DEGRÉ DE DIFFÉRENCE QU'ENTRAÎNENT LES PRIX DU PÉTROLE SUR LA PERSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE, PLUTÔT QUE SUR LES IMPLICATIONS D'UNE PROJECTION D'UN PRIX PRÉCIS.

NOUS AVONS ÉTÉ TÉMOINS DE LA RÉACTION FORTE À L'AUGMENTATION DES PRIX: LA QUESTION EST DE SAVOIR SI LA DIMINUTION DES PRIX OCCASIONNERA LE MÊME GENRE DE RÉACTION. LA RÉPONSE À CETTE QUESTION DÉPEND, EN GRANDE MESURE, DU FAIT QUE L'ON CROIT OU NON QUE LES GAINS À L'EFFICACITÉ DU PASSÉ SONT RÉVERSIBLES. CELA DÉPEND AUSSI DE CE QUE LES UTILISATEURS D'ÉNERGIE CONSIDÈRENT LA SITUATION À LONG TERME LORSQU'ILS PRENNENT LEURS DÉCISIONS EN MATIÈRE D'INVESTISSEMENT.

ÉTANT DONNÉ QUE LES HORIZONS DE LA PLANIFICATION SONT, DE LEUR NATURE MÊME FORT SUBJECTIFS, IL PEUT ÊTRE UTILE D'ÉTUDIER LA QUESTION DE LA RÉVERSIBILITÉ.

L'EFFICACITÉ DU PARC DOMICILIAIRE EXISTANT A CONNU DES AMÉLIORATIONS IMPORTANTES AU COURS DES DERNIÈRES ANNÉES. L'AUGMENTATION DES MESURES D'ISOLATION DE L'ÉQUIPEMENT PLUS EFFICACE ONT RÉDUIT LES BESOINS D'ÉNERGIE; CES ÉCONOMIES DEVRAIENT CONTINUER. IL EST BIEN SÛR POSSIBLE QUE LA CONSTRUCTION DE NOUVELLES MAISONS CONCRÉTISE UNE MOINDRE EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE QUE CE POURRAIT ÊTRE LE CAS SI LES PRIX DE L'ÉNERGIE ÉTAIENT PLUS ÉLEVÉS, MAIS LES NOUVELLES CONSTRUCTIONS NE REPRÉSENTENT TYPIQUEMENT QUE MOINS DE DEUX POUR CENT DU PARC TOTAL AU COURS D'UNE ANNÉE. DE PLUS, DES FACTEURS INSTITUTIONNELS EMPÊCHERONT LES MAISONS NOUVELLEMENT CONSTRUITES DE REVENIR À UNE UTILISATION DE L'ÉNERGIE MOINS EFFICACE. LES EXIGENCES DES CODES DU BÂTIMENT SONT PLUS STRICTES EN CE QUI CONCERNE L'ISOLATION ET D'AUTRES

NORMES EN MATIÈRE D'ÉNERGIE. LES NOUVEAUX APPAREILS MÉNAGERS CONTINUERONT À ÊTRE PLUS EFFICACES QUE CEUX D'IL Y A DIX OU QUINZE ANS.

DES ARGUMENTS SEMBLABLES PEUVENT S'APPLIQUER AUX SECTEURS COMMERCIAL ET INDUSTRIEL, LE NOUVEL ÉQUIPEMENT EN CAPITAL EST CERTAINEMENT PLUS EFFICACE AU POINT DE VUE ÉNERGÉTIQUE QUE CELUI QU'IL REMPLACE. LA VÉRITABLE QUESTION EST DE SAVOIR SI LE RYTHME DU PROGRÈS TECHNOLOGIQUE, PAR RAPPORT À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE, CONSERVERA SON ÉLAN EN VERTU D'UN SCÉNARIO DE PRIX DE L'ÉNERGIE PLUS BAS COMME IL LE FERAIT EN VERTU D'UNE PROJECTION DE PRIX PLUS ÉLEVÉS.

EN RÉACTION À DES PRIX PRÉVUS À LA BAISSSE, IL Y AURA PLUS DE PLACE À LA RÉDUCTION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE TRANSPORT; LES GENS SE SERVIRONT DE LEUR VÉHICULE PLUS SOUVENT, OU ILS EN REVIENDRONT À L'USAGE DE PLUS GROSSES VOITURES. MAIS MÊME S'IL N'Y A AUCUNE AUTRE AMÉLIORATION À L'EFFICACITÉ DE COMBUSTIBLE DES VÉHICULES, LE REMPLACEMENT DES VIEILLES VOITURES ET DES VIEUX CAMIONS PAR DES VÉHICULES PLUS EFFICACES CONTINUERA À RESTREINDRE À MOYEN TERME, LA CROISSANCE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LES TRANSPORTS.

CES ARGUMENTS SUGGÈRENT QU'IL N'Y AURA PAS BEAUCOUP DE PLACE À LA RÉVERSIBILITÉ OU À DES GAINS AU CHAPITRE DE L'EFFICACITÉ À MOYEN TERME, SAUF PEUT-ÊTRE DANS LE SECTEUR DES

TRANSPORTS. EN D'AUTRES TERMES, JE CROIS QU'ON PEUT DIRE QUE LES INTENSITÉS ÉNERGÉTIQUES DEMEURERONT PRÈS DES PALIERS EXISTANTS, OU MÊME QU'ELLES CONTINUERONT À DIMINUER EN RAISON DE PRIX DE L'ÉNERGIE PLUS BAS. AU MINIMUM, LA NOUVELLE TECHNOLOGIE AU MEILLEUR RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DES DERNIÈRES ANNÉES CONTINUERA DE SE CONCRÉTISER DANS LE NOUVEL ÉQUIPEMENT EN CAPITAL ET EN BIENS DE CONSOMMATION DURABLES. DE PLUS, CETTE RÉVERSIBILITÉ NE SE PRODUIRA QUE SI LES UTILISATEURS D'ÉNERGIE PRÉVOIENT QUE LES PRIX PLUS BAS DE L'ÉNERGIE SE POURSUIVENT PENDANT ASSEZ LONGTEMPS POUR TOUCHER LEURS DÉCISIONS EN MATIÈRE D'INVESTISSEMENT. À CET ÉGARD VOTRE OPINION VAUT BIEN LA MIENNE, MAIS ÉTANT DONNÉ LA RÉCENTE HISTOIRE DES PRIX DU PÉTROLE, LES INVESTISSEURS AVERTIS PEUVENT PENSER QUE CETTE PÉRIODE DE BAS PRIX NE DURERA PAS.

QUELLE SERA L'INFLUENCE DE LA DIMINUTION DES PRIX DU PÉTROLE SUR LES PARTS DU MARCHÉ? LES SOURCES D'ÉNERGIE CONCURRENTES, PAR EXEMPLE L'ÉLECTRICITÉ ET LE GAZ NATUREL DONT LES COÛTS FIXES DE PRODUCTION, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION SONT HABITUELLEMENT PLUS ÉLEVÉS QUE DANS LE CAS DU PÉTROLE NE POURRONT PEUT-ÊTRE PAS SUIVRE LA CHUTE DES PRIX DU PÉTROLE. LES PRIX RELATIFS DE L'ÉNERGIE SE MODIFIERONT SANS DOUTE EN FAVEUR DU PÉTROLE, AU MOINS POUR UN TEMPS, RENVERSANT LA TENDANCE DES QUINZE DERNIÈRES ANNÉES. ASSISTERONS-NOUS ALORS À UN RALENTISSEMENT OU MÊME À UN RENVERSEMENT DE LA PART À LA BAISSSE DE PÉTROLE SUR LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE?

DANS LES PROJECTIONS POUR 1984 QUE J'AI PRÉSENTÉES, NOUS MONTRIONS UNE DIMINUTION CONSTANTE DES PARTS DU PÉTROLE AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE. LES MODIFICATIONS DES PRIX RELATIFS DE L'ÉNERGIE FAVORISANT LE PÉTROLE MODIFIERONT LES PARTS DU MARCHÉ, MAIS LES RÉACTIONS DES DIVERS SECTEURS VARIERONT.

DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL, ÉTANT DONNÉ LE REMPLACEMENT DE GRANDES QUANTITÉS DE PÉTROLE DES DERNIÈRES ANNÉES, IL EST PEU PROBABLE QUE NOUS CONNAISSIONS UNE CONVERSION IMPORTANTE DES MAISONS EXISTANTES VERS L'USAGE DU PÉTROLE. LA POURSUITE DE LA CONVERSION DES CHAUDIÈRES EXISTANTES ALIMENTÉES À L'HUILE DE CHAUFFE POURRA SE RALENTIR, VOIRE MÊME S'ARRÊTER. AINSI, C'EST SURTOUT DANS LE CAS DES NOUVELLES MAISONS QU'EXISTE LA POSSIBILITÉ DE L'AUGMENTATION DE L'USAGE DE L'HUILE DE CHAUFFE. DANS CE SECTEUR, LES PERCEPTIONS DES CONSOMMATEURS QUANT À LA DURABILITÉ DES PRIX BAS DU PÉTROLE COMME COMBUSTIBLE DE CHAUFFAGE NE DURERA PAS, LES NOUVELLES MAISONS CONTINUERONT À UTILISER D'AUTRES COMBUSTIBLES.

LE SECTEUR COMMERCIAL EST UNE AGGLOMÉRATION DE PETITS ET GRANDS UTILISATEURS DE BESOINS DIFFÉRENTS ET QUI SONT EN MESURE DE PASSER D'UN COMBUSTIBLE À UN AUTRE. LES PETITS UTILISATEURS SONT SEMBLABLES AUX UTILISATEURS RÉSIDENTIELS, PLUSIEURS SE SONT DÉJÀ CONVERTIS À UN AUTRE COMBUSTIBLE QUE LE PÉTROLE ET TOUTE AUGMENTATION DE LA PART DU PÉTROLE PAR RAPPORT À LA PROJECTION DE 1984 DEVRAIT VENIR DES NOUVEAUX UTILISATEURS OU DE TAUX DE CONVERSION PLUS BAS DE LA PART DES UTILISATEURS DE PÉTROLE EXISTANTS.

UN BON NOMBRE DE CONSOMMATEURS ET CERTAINS GRANDS UTILISATEURS COMMERCIAUX PEUVENT UTILISER DEUX TYPES DE COMBUSTIBLE ET ILS SONT EN MESURE DE RÉAGIR PLUS RAPIDEMENT À DES MODIFICATIONS AUX PRIX RELATIFS. EN GÉNÉRAL, LES COMBUSTIBLES EN QUESTION SONT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL ET LA PLUPART DES INSTALLATIONS PERMETTANT D'UTILISER DEUX COMBUSTIBLES AU CANADA SE TROUVENT DANS LES ZONES INDUSTRIELLES DU QUÉBEC ET DE L'ONTARIO. DE RÉCENTS CALCULS LAISSENT ENTENDRE QU'ENVIRON 35 POUR CENT DES VENTES DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC SE FONT À DES CLIENTS QUI PEUVENT UTILISER LES DEUX COMBUSTIBLES. ÉTANT DONNÉ QUE LE GAZ NE RÉPOND QU'À 20 POUR CENT DE L'USAGE INDUSTRIEL AU QUÉBEC, ENVIRON 6 OU 7 POUR CENT, AU PLUS, DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE INDUSTRIELLE AU QUÉBEC POURRAIT PASSER DU GAZ NATUREL AU PÉTROLE. (CETTE CAPACITÉ D'UTILISATION DE DEUX COMBUSTIBLES N'EST PAS IMPORTANTE DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE, EN RAISON DE L'ABSENCE DE GAZ NATUREL). LE PASSAGE VERS LE PÉTROLE PAR CES UTILISATEURS SE PRODUIRAIT PROBABLEMENT SUR ENVIRON UN AN, À MESURE DE L'EXPIRATION DES CONTRATS EXISTANTS. AU QUÉBEC, L'ÉLECTRICITÉ RÉPOND À PLUS DE 40 POUR CENT DES BESOINS EN ÉNERGIE INDUSTRIELLE LE GAZ NATUREL ET LE PÉTROLE ÉTANT LES DEUXIÈME ET TROISIÈME CHOIX. À MOYEN ET À LONG TERME, IL SEMBLERAIT QUE L'AUGMENTATION DE LA PART DU PÉTROLE NE SERA QUE LIMITÉE. L'INDUSTRIE DES PÂTES ET DES PAPIERS, LE PRINCIPAL UTILISATEUR D'ÉNERGIE INDUSTRIELLE AU QUÉBEC, UTILISERA DE NOUVEAUX PROCÉDÉS À FORTE UTILISATION D'ÉLECTRICITÉ; LA FONTE ET LE RAFFINAGE, LE DEUXIÈME PLUS GROS UTILISATEUR DANS LA PROVINCE, DÉPENDENT AUSSI BEAUCOUP DE

L'ÉLECTRICITÉ. DE PLUS, COMPTE TENU DE LA DISPONIBILITÉ CONSTANTE DE L'ÉLECTRICITÉ À UN COÛT MARGINAL BAS, ON PEUT DOUTER QU'HYDRO-QUÉBEC LAISSE ÉRODER SON MARCHÉ PAR LES PRODUITS PÉTROLIERS.

DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE, L'INDUSTRIE DES PÂTES ET PAPIERS EST, DE LOIN, LE PLUS IMPORTANT UTILISATEUR D'ÉNERGIE INDUSTRIELLE ET ELLE EST AUSSI LE PLUS IMPORTANT UTILISATEUR INDUSTRIEL DE PÉTROLE. DANS LA PERSPECTIVE QUE J'AI PRÉSENTÉE, ON A PRÉSUMÉ QUE LE GAZ NATUREL SERAIT DISPONIBLE À COMPTER DE 1990. LA DISPONIBILITÉ DU GAZ NATUREL ET LES BESOINS FUTURS DE L'INDUSTRIE DES PÂTES ET DES PAPIERS SERONT DES DÉTERMINANTS IMPORTANTS DE LA PART DU PÉTROLE DANS L'USAGE INDUSTRIEL DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE.

EN RÉSUMÉ, IL ME SEMBLE QU'IL Y A PEU DE POTENTIEL AU RETOUR À L'USAGE DU PÉTROLE DANS L'EST DU CANADA.

IL Y AURA PROBABLEMENT UNE AUGMENTATION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE D'UTILISATION ULTIME AU COURS DES PROCHAINES ANNÉES, MAIS CELA PROVIENDRA VRAISEMBLABLEMENT PLUS DE LA CROISSANCE ÉCONOMIQUE QUE D'UNE RÉACTION DIRECTE À DES PRIX PLUS BAS.

ON NE M'A PAS DEMANDÉ DE COMMENTER SUR L'ASPECT OFFRE DE L'ÉQUATION ÉNERGÉTIQUE POUR L'EST DU CANADA. MON MANDAT NE COUVRE PAS NON PLUS DES PRESCRIPTIONS DE POLITIQUE. NÉANMOINS, À TITRE

D'ANCIEN PARTICIPANT DANS CE DOMAINE, JE NE RÉSISTE PAS À L'ENVIE DE BROSSER UN TASLEAU DE L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990 ET AU-DELÀ POUR LE QUÉBEC, LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE ET, SI VOUS ME LE PERMETTEZ, POUR LA NOUVELLE-ANGLETERRE AUSSI.

J'ESPÈRE, ET JE CROIS, QUE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE CONTINUERA À S'AMÉLIORER, SANS, NATURELLEMENT RETARDER LA CROISSANCE INDUSTRIELLE ET COMMERCIALE DE LA RÉGION. UNE INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE RÉDUITE DIMINUE LA VULNÉRABILITÉ DE L'ÉCONOMIE ET DE LA SOCIÉTÉ AUX INTERRUPTIONS ÉNERGÉTIQUES, QUELLE QU'EN SOIT LA CAUSE ET, BIEN SÛR, LES AVANTAGES ENVIRONNEMENTAUX DE L'USAGE MOINDRE DES COMBUSTIBLES FOSSILES NE SONT PAS SANS IMPORTANCE.

JE RECONNAIS QUE DANS UNE ÉCONOMIE DE MARCHÉ, LES PARTS DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE DOIVENT ÊTRE DÉTERMINÉES DE FAÇON CONCURRENTIELLE. NÉANMOINS JE NE CROIS PAS QU'IL SOIT DÉPLACÉ D'EXPRIMER L'ESPOIR QUE LA DÉPENDANCE DU PÉTROLE IMPORTÉ DE LA RÉGION DU NORD-EST CONTINUERA À DIMINUER.

VERS LE MILIEU DES ANNÉES 1970, À PEU PRÈS TOUS ÉTAIENT D'ACCORD DANS LE DOMAINE DE LA PRODUCTION, DE LA CONSOMMATION OU DE LA RÉGLEMENTATION QUE LA DÉPENDANCE DE LA RÉGION DU PÉTROLE IMPORTÉ ÉTAIT EXCESSIVE. DEPUIS, DE GRANDS PAS ONT ÉTÉ ACCOMPLIS, PARTICULIÈREMENT DANS CETTE PROVINCE, POUR RÉDUIRE CETTE DÉPENDANCE.

BIEN QU'ON AIT DÉJÀ ACCOMPLI NOMBRE DE CHOSES, IL RESTE ENCORE BEAUCOUP À FAIRE. LA RÉGION DÉPEND ENCORE BEAUCOUP PLUS DU PÉTROLE ÉTRANGER QUE TOUTE AUTRE PARTIE DU CONTINENT. QUOIQUE LES CRAINTES DE VULNÉRABILITÉ SOIENT, DE FAÇON JUSTIFIABLE, MOINS VIVES QUE PENDANT LES ANNÉES 1970, DES INQUIÉTUDES RAISONNABLES N'EN DEMEURENT PAS MOINS QUANT À LA SÉCURITÉ À LONG TERME DES APPROVISIONNEMENTS.

J'ENVISAGE DONC UN REMPLACEMENT PROGRESSIF DES COMBUSTIBLES DU PÉTROLE, PARTICULIÈREMENT POUR LES USAGES NON RELIÉS AU TRANSPORT, AU MOYEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DANS LES RÉGIONS ET PAR LE GAZ NATUREL, QU'IL PROVIENNE DE SOURCES LOCALES OU DES ABONDANTES RÉSERVES ACCESSIBLES PAR GAZODUC DE LONGUE DISTANCE.

L'EST DU CANADA EST BIEN MUNI DE RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES - POUVOIR HYDROÉLECTRIQUE ABONDANT ET NON EXPLOITÉ AU QUÉBEC, DES RÉSERVES DE CHARBON DONT L'APPORT EST TOUJOURS SUBSTANTIEL DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE ET DES RESSOURCES IMPORTANTES DE PÉTROLE, POUR L'INSTANT, ENCORE INEXPLOITÉES AU LARGE DES CÔTES.

AU NOUVEAU-BRUNSWICK, ENVIRON 47 POUR CENT DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PROVIENT EN CE MOMENT DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, BIEN QU'UNE GRANDE PARTIE EN SOIT EXPORTÉE EN NOUVELLE-ANGLETERRE. LES IMPORTANTES INTERCONNEXIONS DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU N.-B. AVEC HYDRO-QUÉBEC LUI PERMETTENT

AUSSI DES ACHATS DE GRANDES QUANTITÉS D'ÉNERGIE, RÉDUISANT AINSI LE BESOIN DE PRODUCTION À PARTIR DU PÉTROLE POUR RÉPONDRE AUX CHARGES INTERNES.

ÉTANT DONNÉ UN CLIMAT ÉCONOMIQUE APPROPRIÉ ET L'ESPRIT D'ENTREPRISE, CES RESSOURCES PEUVENT CONSTITUER UN APPORT IMPORTANT AUX BESOINS EN ÉNERGIE DE L'EST DU CANADA, RÉDUISANT ENCORE LES BESOINS DE LA RÉGION EN PÉTROLE IMPORTÉ. IL EST AUSSI PROBABLE QUE DES EXCÉDENTS IMPORTANTS EXISTERONT ET SERONT DISPONIBLES À L'EXPORTATION. MUNIS DES APPROBATIONS GOUVERNEMENTALES NÉCESSAIRES DES DEUX CÔTÉS DE LA FRONTIÈRE, CES EXCÉDENTS POURRAIENT PASSER DANS LES RÉGIONS VOISINES DES ÉTATS-UNIS POUR, DE LA MÊME FAÇON Y AMÉLIORER LES BILANS ÉNERGÉTIQUES.

EN TERMINANT, POUR EN REVENIR À LA QUESTION DES PROJECTIONS DE LA DEMANDE, JE RECONNAIS NE PAS AVOIR PRÉSENTÉ DE PERSPECTIVE DÉFINITIVE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990 ET AU-DELÀ. LES INCERTITUDES ACTUELLES SONT TROP GRANDES POUR QUE NOUS ATTACHIONS À AUTRE CHOSE QU'UNE SÉRIE DE PROBABILITÉS. NOUS ESPÉRONS MIEUX EXPRIMER CELA DANS LA MISE À JOUR DES PERSPECTIVES DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE PAR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, QUI SERONT PRÉPARÉES EN CONSULTATION AVEC LES PARTIES INTÉRESSÉES PARTOUT AU CANADA. IL EST QUANT MÊME IMPORTANT, DANS LA DÉFINITION DE CETTE SÉRIE DE POSSIBILITÉS, DE COMPRENDRE D'OÙ NOUS VENONS ET QUELS FACTEURS INFLUENCERONT OÙ

NOUS ALLONS. C'EST CE QUE J'AI TENTÉ DE FAIRE CE MATIN. J'ESPÈRE
QUE LES INFORMATIONS CONTENUES DANS MON DOCUMENT AIDERONT À
FOURNIR UNE PERSPECTIVE SUR LA DEMANDE FUTURE D'ÉNERGIE ET SUR LES
AUTRES SUJETS QUI SERONT TRAITÉS AUJOURD'HUI ET DEMAIN.

DIAPOSITIVE 1

1. PARTS DU COMBUSTIBLE- QUÉBEC - 3
2. Pétrole
3. Gaz naturel
4. Autres
5. Bois
6. Électricité

DIAPOSITIVE 2

1. INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC
2. RÉSIDENTIEL
3. COMMERCIAL
4. INDUSTRIEL
5. INDICE 1979 = 1,00
6. ANNÉES

DIAPOSITIVE 3

1. PARTS DU COMBUSTIBLE - ATLANTIQUE - %
2. Pétrole
3. Autres
4. Bois
5. Électricité
6. Gaz naturel

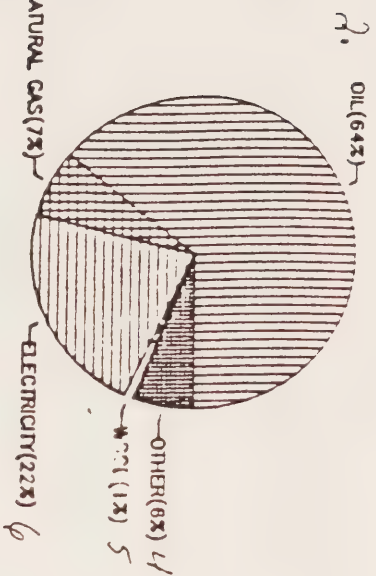
DIAPOSITIVE 4

1. INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE ATLANTIQUE
2. RÉSIDENTIEL
3. COMMERCIAL
4. INDUSTRIEL
5. INDICE 1979 = 1,00
6. ANNÉES

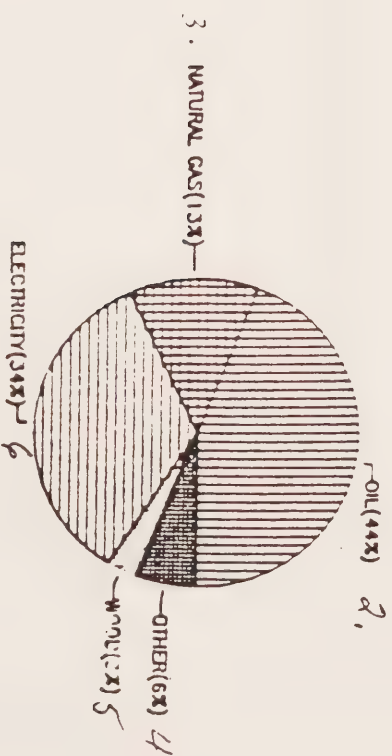
DIAPOSITIVE 5

1. DEMANDE D'ÉNERGIE UTILISATION ULTIME
2. ATLANTIQUE
3. QUÉBEC
4. ATLANTIQUE ET QUÉBEC
5. PÉTAJOULES
6. ANNÉES

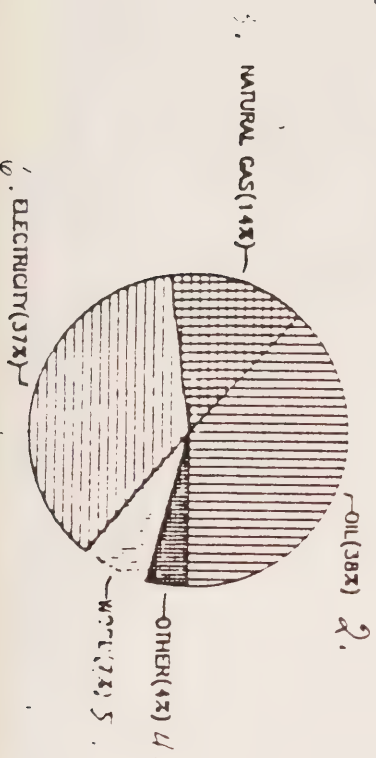
1. FUEL SHARES - QUEBEC - (%) 1979



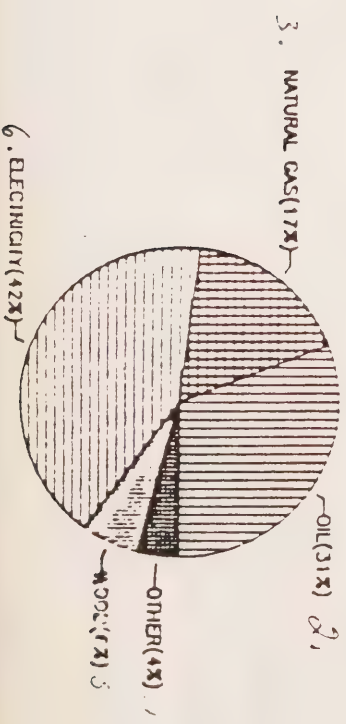
1. FUEL SHARES - QUEBEC - (%) 1985



1. FUEL SHARES - QUEBEC - (%) 1990



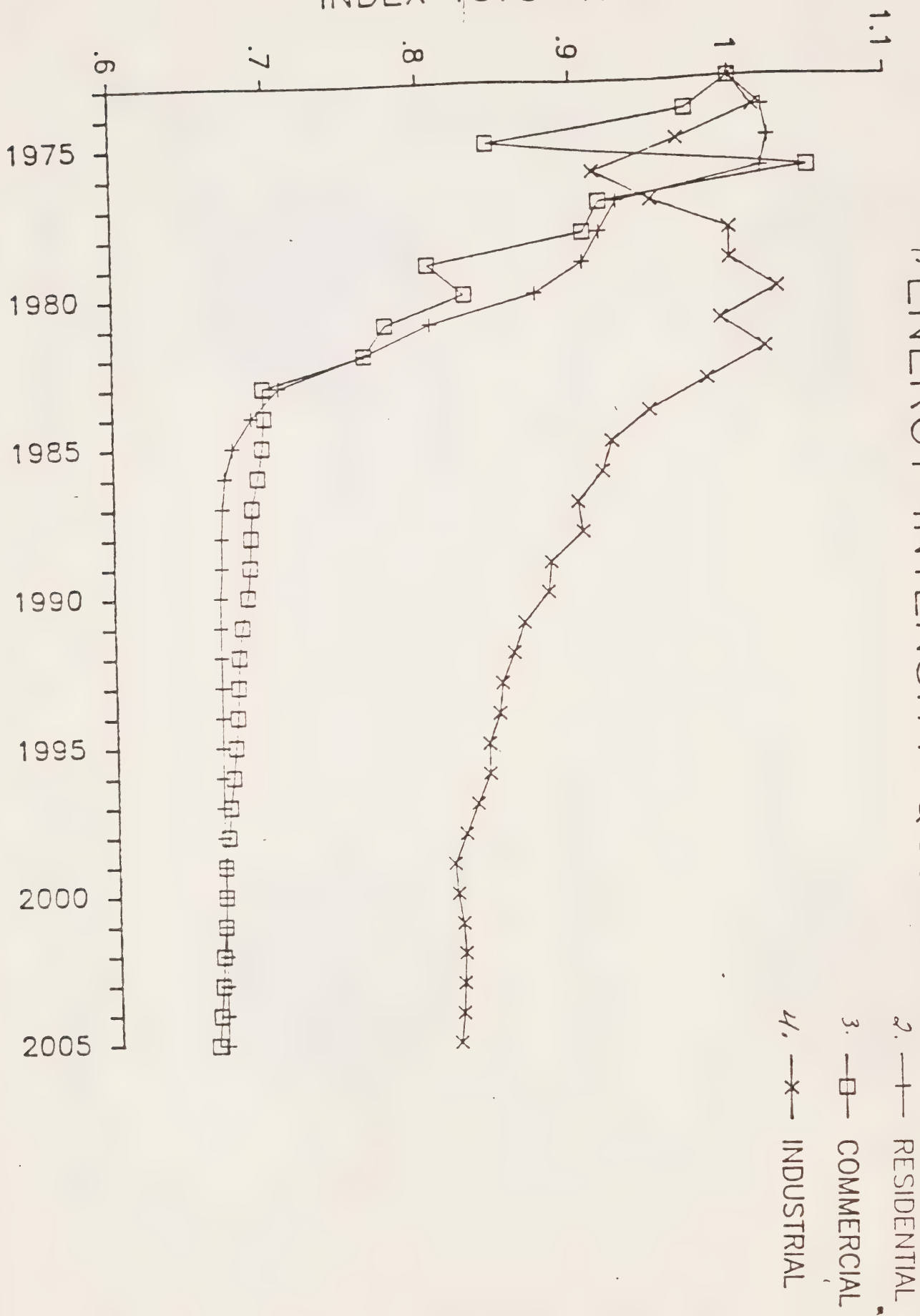
1. FUEL SHARES - QUEBEC - (%) 2005



1. ENERGY INTENSITY QUEBEC

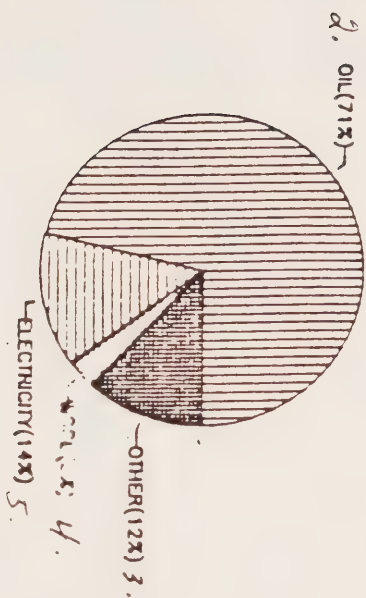
INDEX 1979=1.00

YEARS

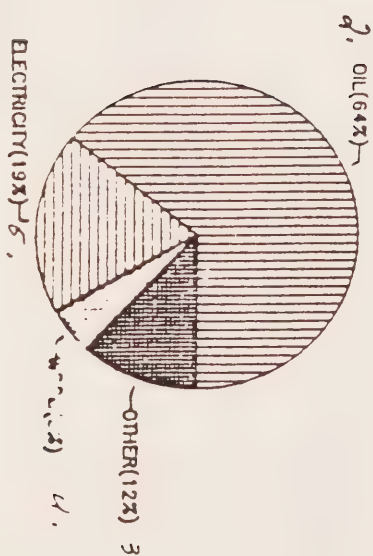


SLIDE 3

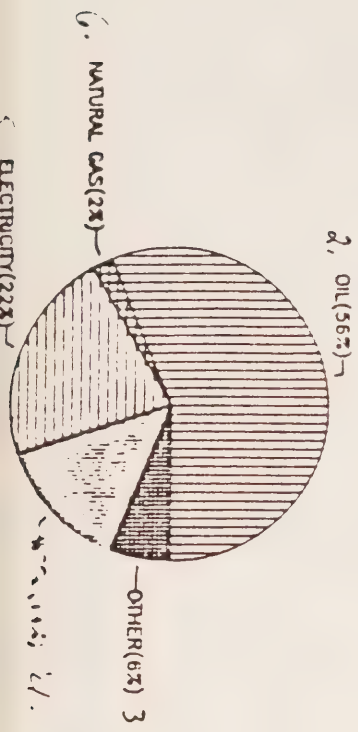
1. FUEL SHARES - ATLANTIC - (%)
1979



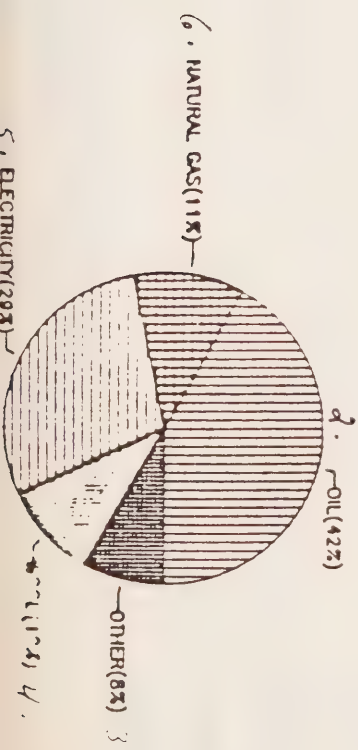
1. FUEL SHARES - ATLANTIC - (%)
1985



1. FUEL SHARES - ATLANTIC - (%)
1990



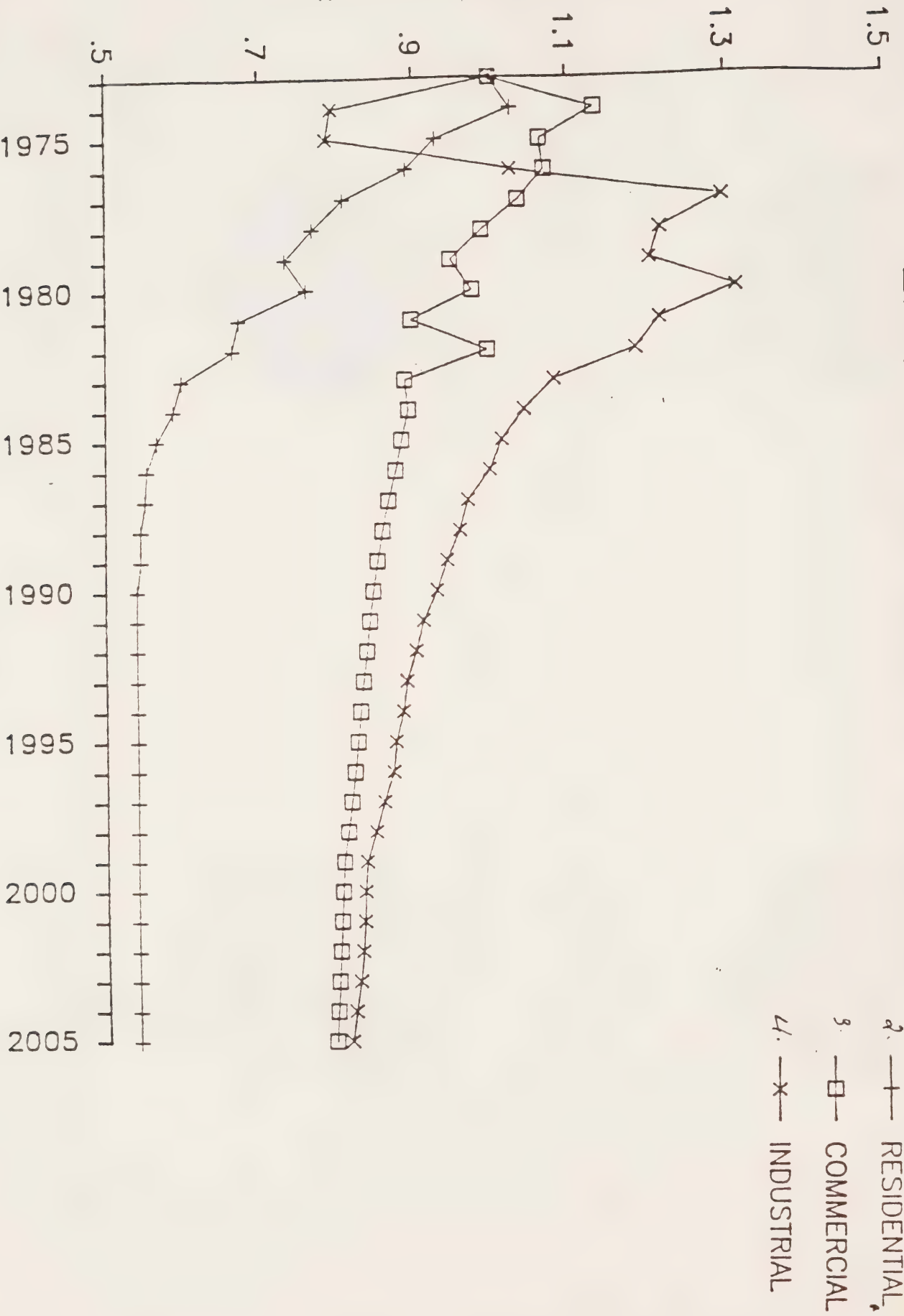
1. FUEL SHARES - ATLANTIC - (%)
2005



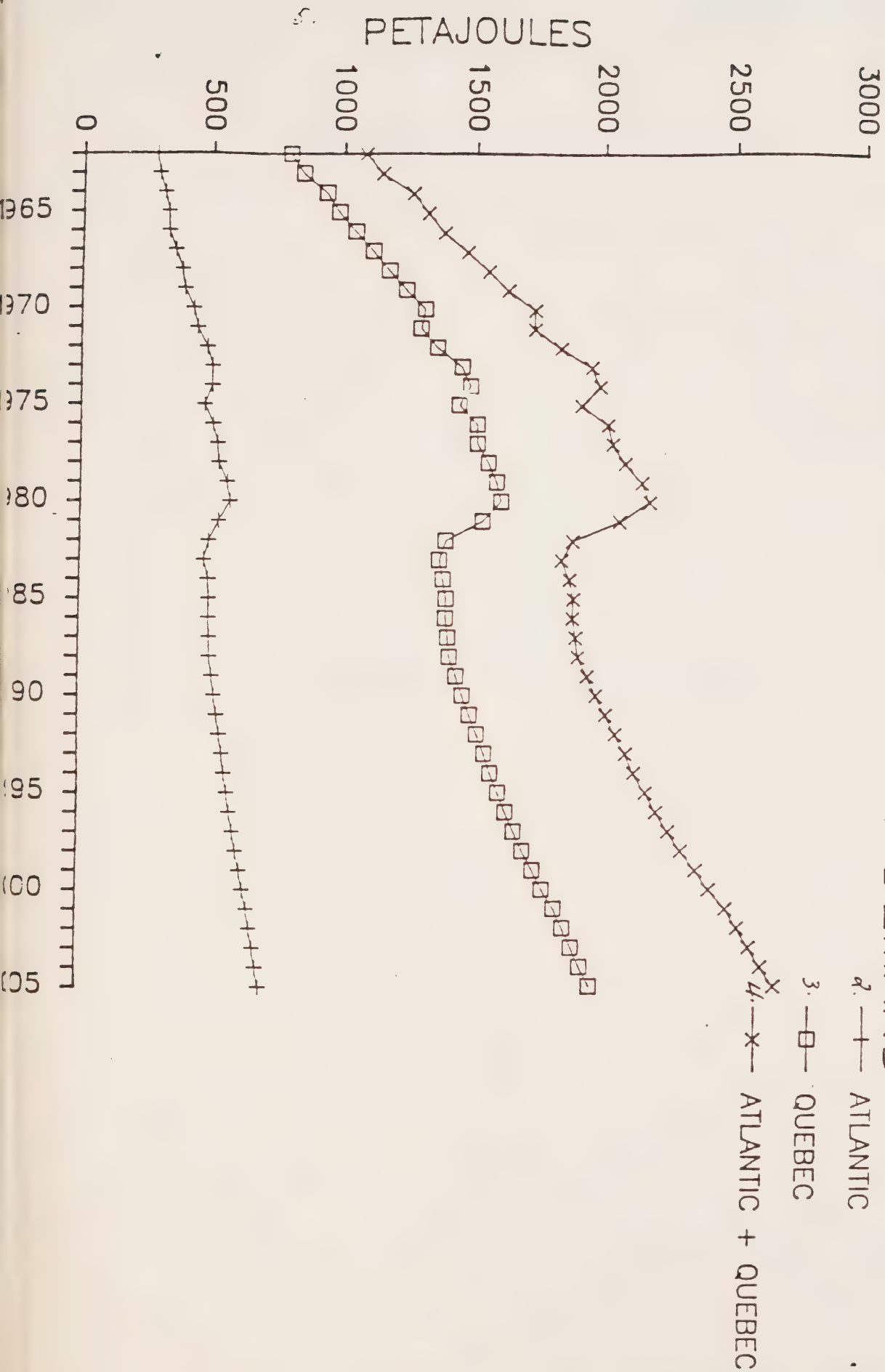
ENERGY INTENSITY ATLANTIC

INDEX 1979=1.00

VFANDC



1. END-USE ENERGY DEMAND



CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/005

Government
Publications

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Prospects for
World Oil and U.S. Energy Markets

Stephen A. Smith

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

DRI

PROSPECTS FOR
WORLD OIL AND U.S. ENERGY MARKETS

MARCH 1986

STEPHEN A. SMITH
SENIOR VICE PRESIDENT
DRI ENERGY PRODUCTS GROUP
MCGRAW-HILL PUBLICATIONS COMPANY

WORLD OIL MARKETS: KEY DEMAND ISSUES

- o THE LONG DECLINE IN FREE WORLD OIL CONSUMPTION HAS BOTTOMED OUT---BUT THE UPTURN HAS BEEN VERY SLOW IN DEVELOPING---PRICE FALL WILL ADD EXTRA 1.5 MMBD TO FREE WORLD DEMAND BY 1988
- o SLUGGISH ANNUAL GROWTH OF ABOUT 2-1/2% FOR OECD ECONOMIES HAD BEEN EXPECTED FOR 1986/87---LOWER OIL PRICE ADDS ABOUT 1%
- o MOMENTUM SUBSTITUTION AND CONSERVATION EFFECTS WILL CONTINUE DESPITE LOWER OIL PRICES; OECD OIL DEMAND GROWTH LIKELY TO BE 1% TO 2% LOWER THAN REAL ECONOMIC GROWTH
- o THE DECLINE IN OIL CONSUMPTION OVER THE LAST SIX YEARS HAS BEEN DOMINATED BY RESIDUAL FUEL DECLINES---THIS PROCESS WILL CONTINUE BECAUSE OF MOMENTUM EFFECTS---BUT RESID WILL BEGIN TO REGAIN CERTAIN BOILER MARKETS AT \$15
- o EXCESS U.S. AND EUROPEAN GAS SUPPLIES ALONG WITH HEAVY NUCLEAR START-UPS WILL CONTINUE TO EXERT PRESSURE ON OIL DEMANDS FOR AT LEAST TWO TO THREE YEARS---RECENT PRICE DROP GIVES RESID TEMPORARY ADVANTAGE BUT GAS WILL ADJUST OVER TIME
- o NON-RESID OIL CONSUMPTION FOR OECD HAS BEEN SLOWLY TRENDING UP SINCE 1983---LOWER PRICES AND STRONGER ECONOMIC GROWTH COULD ADD ABOUT 1% TO GROWTH
- o OIL DEMANDS OUTSIDE OF THE U.S. HAVE BEEN FURTHER IMPACTED BY STRENGTH OF DOLLAR SINCE 1982---THIS EFFECT IS BEGINNING TO REVERSE

WORLD OIL MARKETS: KEY SUPPLY ISSUES

- o ADDITIONAL PRESSURE ON OPEC FROM DECLINING WORLD OIL STOCKS LASTED MUCH LONGER THAN EXPECTED---NOW APPEARS TO HAVE RUN ITS COURSE; STOCK POSITIONS WERE VERY LEAN GOING INTO FALL; CURRENT EXCESS IS NOT VERY LARGE DESPITE RECENT OVERPRODUCTION
- o PRESSURE ON OPEC FROM NON-OPEC PRODUCTION GAINS HAD BEEN EXPECTED TO CONTINUE FOR SEVERAL YEARS---WITH LOW OIL PRICES NON-OPEC PRODUCTION COULD PEAK BY 1987 OR 1988
- o NET COMMUNIST EXPORTS ARE LIKELY TO SHOW MODEST TREND DECLINE; CONTINUED PRODUCTION GAINS FOR CHINA AND SLOWER SOVIET OIL CONSUMPTION GROWTH WILL BE OFFSET BY DECLINING SOVIET PRODUCTION
- o NET RESULT OF LOWER PRICES: OPEC'S "CALL" HAD BEEN EXPECTED TO REMAIN IN RANGE OF 16.0 TO 16.5 MMBD RANGE FOR NEXT TWO YEARS; NOW LOOKS LIKE 16.5 TO 17 MMBD FOR 1986 AND 18 MMBD FOR 1987
- o IRAN/IRAQ WAR WILL REMAIN A PERMANENT RISK TO SUPPLY BUT IS UNLIKELY TO CAUSE A SUSTAINED PRICE RUN-UP

WORLD OIL MARKETS: WHY OPEC UNRAVELED

- o OPEC'S "CARTEL" DISCIPLINE HAS BEEN OCCASIONAL AT BEST---HAS BEEN GENERALLY REACTIVE, AND EFFECTIVE ONLY WHEN FULLY DEVELOPED "CRISIS" AT HAND, AND IT HAS DEPENDED HEAVILY ON SAUDI CUTS
- o THE CENTRAL PROBLEM: SAUDI VOLUME AND REVENUE DECLINES DID NOT PERMIT THEM TO CONTINUE IN SWING PRODUCER ROLE---THEY WERE RUNNING \$20 BILLION DEFICIT AT MID-1985 PRODUCTION RATES
- o AT 1985 VOLUMES, SAUDIS BECAME ECONOMICALLY INDIFFERENT TO SHARPLY LOWER PRICES; FOR A LONG TIME, HOWEVER, STILL RELUCTANT TO ABRUPTLY ACT TO DEPRESS PRICE BECAUSE OF FEAR OF POLITICAL REPERCUSSIONS---BUT FINANCIAL CONCERNS FINALLY BECAME DOMINANT
- o TREND TOWARD VARIETY OF DISCOUNT MECHANISMS BY NON-SAUDIS, COMBINED WITH PRIOR SAUDI POLICY OF ONLY-OFFICIAL PRICES, AMPLIFIED VOLUME RISK AND SWING PRODUCER ROLE FOR SAUDIS
- o UNDER OLD SAUDI POLICY, ANY SAUDI-SPONSORED CUTS IN OFFICIAL PROMPTLY OFFSET BY RAPID UNDERCUT BY NON-SAUDI DISCOUNT VOLUMES

WORLD OIL MARKETS: NEW SAUDI POLICY AND PRICE IMPLICATIONS

- o TO GRADUALLY EXTRICATE THEMSELVES FROM THEIR SWING PRODUCER ROLE AND SPREAD VOLUME RISK, THE SAUDIS HAD NO CHOICE OTHER THAN ADOPTING SOME FORM OF MARKET RESPONSIVE PRICING---THE NETBACK SALES OFFER SUCH A MECHANISM
- o SAUDI EFFORTS TO "JAWBONE" DISCIPLINE ON THE PART OF OTHER MEMBERS NOW HAS TEETH---SAUDI NETBACK DEALS LIMIT THEIR VOLUME DECLINES AND PUT SOME RESPONSIBILITY FOR DISCOUNT RESTRAINT ON OTHERS
- o UNTIL JANUARY PRICE COLLAPSE, NON-SAUDI PRODUCERS BELIEVED SAUDIS TO BE BLUFFING ONCE AGAIN---THEY ARE CURRENTLY RE-THINKING THEIR POSITIONS

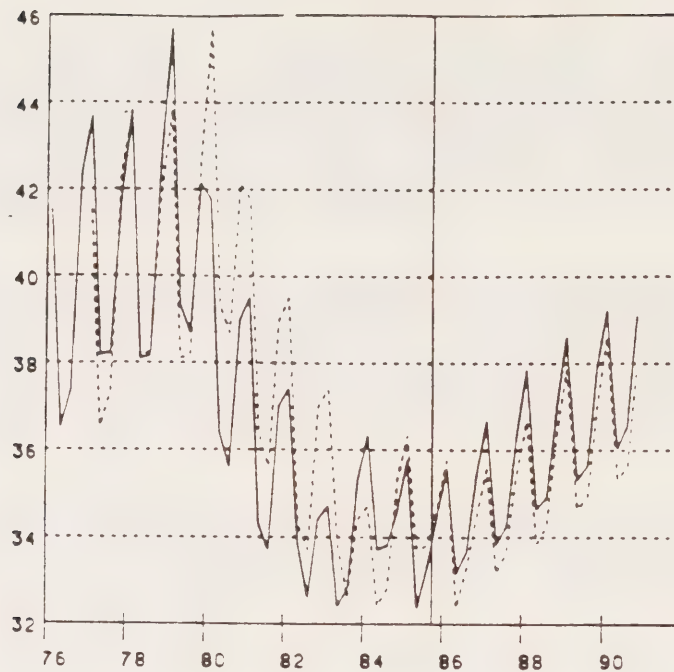
WORLD OIL MARKETS: WHERE PRICES GO FROM HERE

- o OPEC "TWELVE" PLUS KEY NON-OPEC EXPORTERS WILL HAVE VERY TOUGH TIME AT "COOPERATIVE" RESTRAINT EFFORTS IN THE NEAR-TERM---TOO MUCH PANIC, BICKERING AND FRAGMENTATION
- o SOME UNILATERAL NON-SAUDI PRODUCTION CUTS MORE LIKELY AS SPOT PRICES MOVE FROM \$15 TOWARDS \$10---CERTAIN PRODUCERS WILL ELECT NOT TO SELL AT PRICES APPROACHING THIS RANGE---OTHER SELECTED CUTBACKS ON THE BASIS OF COST
- o SPOT PRICES COULD EASILY HIT \$10 OR BELOW---LIKELY TO RE-ESTABLISH EQUILIBRIUM IN MID-TEENS
- o POSSIBILITY OF OIL IMPORT FEES/GASOLINE TAX

OECD OIL DEMAND (MILLION BARRELS PER DAY)

CURRENT

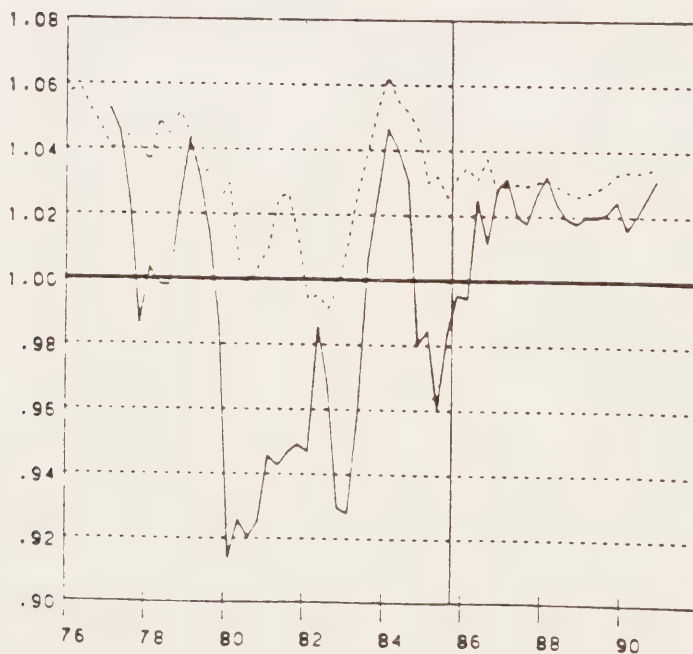
PRIORYEAR



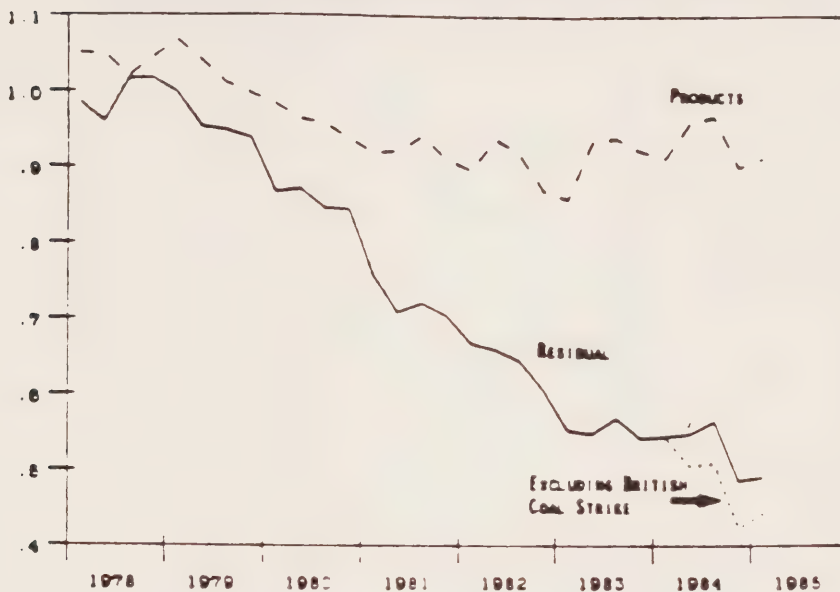
RATIO OF OECD OIL DEMAND VERSUS PRIOR YEAR (PLUS REAL GNP GROWTH FOR MAJOR 7)

OECDDEMAND

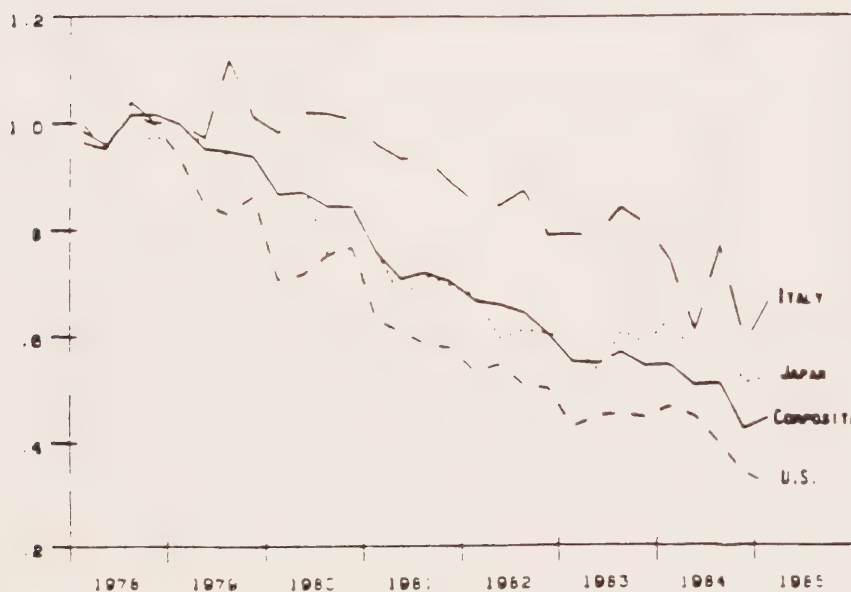
REALGNP7



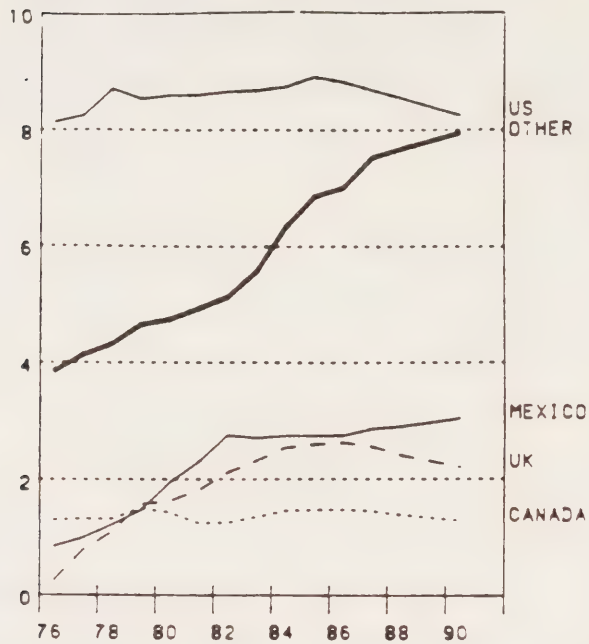
QUARTERLY INDEX OF DEVELOPED
COUNTRY OIL CONSUMPTION
(1977 = 1.0, PRODUCTS INCLUDE
GASOLINE, KEROSENE AND DISTILLATE/GASOIL)



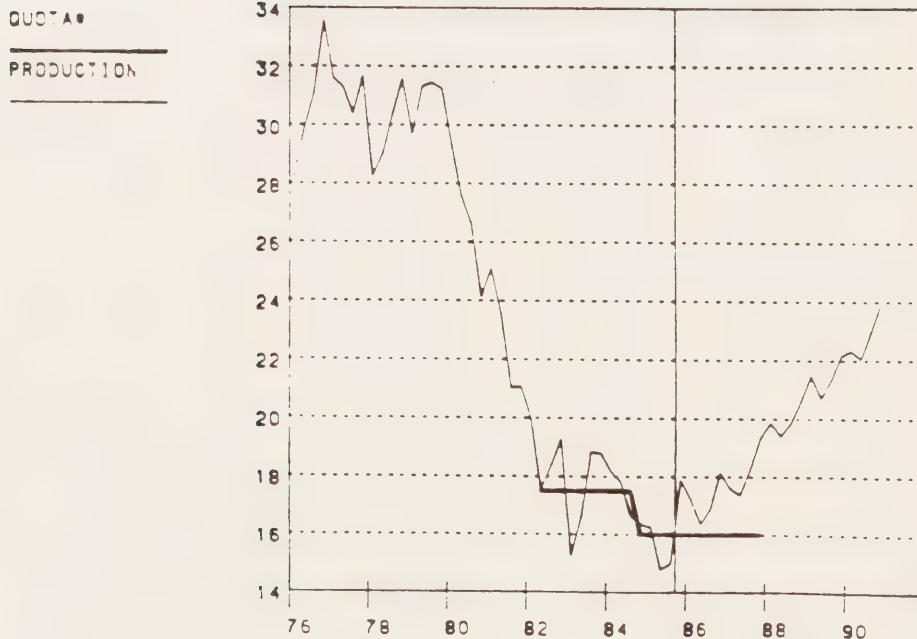
QUARTERLY INDEX OF DEVELOPED
COUNTRY RESIDUAL OIL CONSUMPTION
(1977 = 1.0)



CRUDE OIL PRODUCTION IN THE LONG TERM: NON-OPEC (MILLION BARRELS PER DAY)



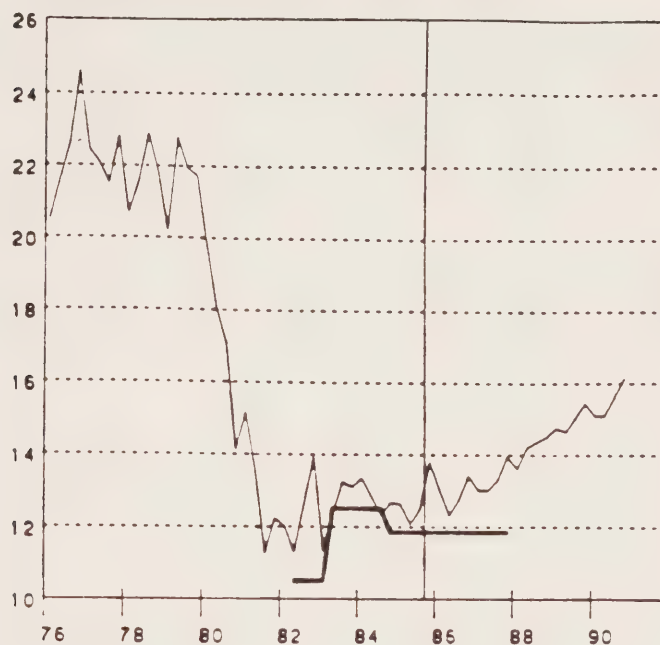
OPEC CRUDE PRODUCTION VERSUS QUOTA (MILLION BARRELS PER DAY)



NON-SAUDI CRUDE PRODUCTION VERSUS QUOTA (MILLION BARRELS PER DAY)

QUOTA●

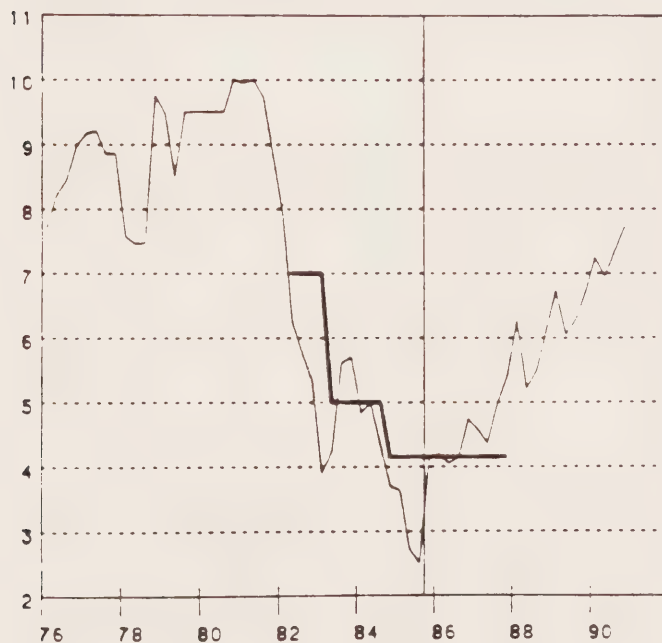
PRODUCTION



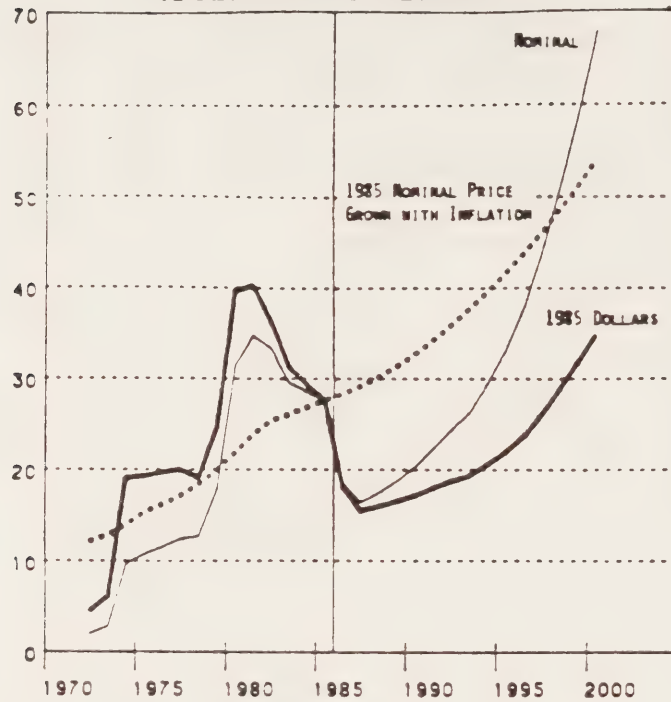
SAUDI CRUDE PRODUCTION VERSUS QUOTA (MILLION BARRELS PER DAY)

QUOTA●

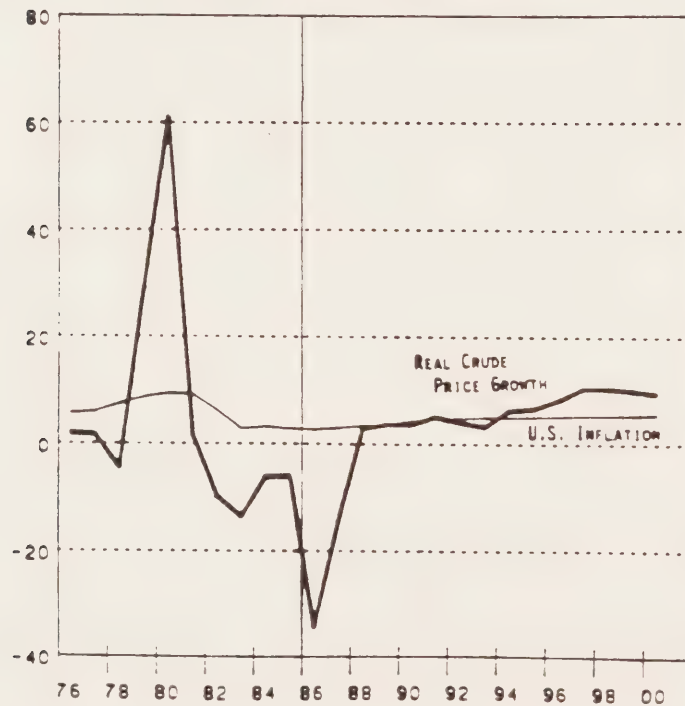
PRODUCTION



BASE CASE FORECAST OF WORLD CRUDE OIL (DOLLARS PER BARREL)



ANNUAL GROWTH RATES: U.S. INFLATION AND REAL CRUDE OIL PRICES



WORLD OIL MARKETS: OVER THE EDGE

From a November peak, the average price of crude oil has been sliced in half. The spot price of West Texas Intermediate has fallen from \$32 to about \$12. It could easily fall through \$10 before things settle out. For that matter, there is a serious question as to whether markets will "settle out" at all in the next year or two. The underlying cause of this new trauma is that Saudis Arabia was, under former policies, running out of money. More importantly, they had totally run out of patience.

OPEC's maintenance of price in the \$28 to \$34 range over the last few years worked primarily because of the Saudis' willingness to take the difficult volume cuts which were required. The Saudis served as the ultimate swing producer within OPEC's collective swing production mechanism. In the end, this burden grew too heavy, even for the Saudis.

Current near-term markets are virtually impossible to forecast, in that panic is the overwhelming driving force in the market. Spot crude prices appear to be moving with some sort of a tidal driving force toward \$10 or below. Market participants continue to observe this phenomenon in stunned disbelief that the Saudis have pushed things this far. At the same time, the panic is not without some fundamental logical underpinnings.

These derive from the irrefutable fact that a pure market-clearing price solution, on a very short-term and transient basis, lies somewhere in the vicinity of \$5 per barrel. Spot prices could go this low. For a variety of reasons prices would be unlikely to remain this low for long. But the demonstrated toughening of the Saudis' position weighs heavily on market sentiment. The demonstrated intransigence and desperateness of other producers is also weighing heavily. No one is stepping forward to cut production, except in isolated instances where market forces have cut sales as a result of prices not being adjusted downward rapidly enough to remain competitive. Indeed, evidence is beginning to accumulate that supports the "death spiral" hypothesis.

The new, lower price levels are now gradually being accepted as reality. Non-Saudi producers, once hopeful of firming prices by forming a new coalition to cut production, are rapidly losing hope. As a result, individual producers are now attempting to step up production as an offset to the revenue loss effects of lower prices. This response ensures yet lower prices. One may reasonably expect a price bottom in the \$5 to \$10 range, but the timing and the exact level are impossible to call. The turn depends on market sentiment, which further depends on a complex inter-related set of supply and demand responses, all with highly uncertain timing.

Why Prices Broke: The Saudi Perspective

OPEC's recent unraveling is likely to serve as the case history of such phenomena for years to come. A combination of OPEC actions and inactions led to an excessively high price in 1979-1980. When this second price shock occurred, the world had not even fully responded to the first price shock of the early 1970s. What OPEC and indeed, most of the rest of the world, failed to foresee, was the extremely long lags of both the demand and supply side responses. These lags imparted a strong momentum to the pressure on OPEC volumes, which extended well into the period when oil prices were already steadily in decline. The duration of the process ultimately exhausted OPEC's fragile coalition, and finally, Saudi patience. As might be expected, financially weaker members cheated

first and stronger cartel members quietly looked the other way. Over time, however, more OPEC members became financially pressured to cheat. In the end, it was left to the Saudis alone to absorb the production downswings, as most other members adopted one form or another of market responsive pricing. In the end, the Saudis had precious little reason to defend prices, for they had only very small volumes to sell.

In the summer of 1985, Saudi exports averaged about 2 million barrels per day (mmbd) at roughly \$27 per barrel, which resulted in only \$54 million per day. If prices were to fall as low as \$8 per barrel, the Saudis could still export 9 mmbd, which would result in \$72 million per day. What is important is not so much the allocation of world oil production as is the allocation of revenues from such production. If the price of oil falls 50%, then all producers, in and out of OPEC, take a proportional hit in revenues, at least initially. This proportionality was, of course, not the case for volume cuts of the last few years, which had been concentrated within OPEC, and even more concentrated for the Saudis.

Why Prices Broke: Non-Saudi Perspective

For some time now, the Saudis have been engaged in a very high stakes game of "chicken" with other major world oil producers both in and out of OPEC. Visualize the "game" along the lines of a 1950's classic James Dean film. Two drivers race toward the edge of a sharp cliff. The first to apply the brakes loses the contest. Equivalently, the first producer to apply the brakes to oil production loses revenue. But if no one applies the brakes, oil prices and both producers go over the edge. The only way to win is to have the "other guy" blink first.

In at least twelve "trial heats" or mini-versions of this contest over the last few years, the Saudis have been zero for twelve. In other words the Saudis have always cut back production as a final resort to prevent a price collapse. It should come as no surprise therefore that non-Saudi producers expected the Saudis to blink one more time. But they didn't, and both cars, and all prices, are now somewhere between the top and the bottom of the cliff.

What the non-Saudi producers failed to recognize was that, over time, conditions at the top of the cliff for the Saudis had become so bad that the Saudis ultimately saw going over as the better alternative. While our recent forecasts appreciated the near-term economic indifference of the Saudis with respect to sharply lower prices, we gave too much weight to the frequently demonstrated Saudi conservatism as well as their position on several political issues.

Where do Prices go From Here?

If we continue our prior analogy, then cars, or prices, will continue to fall until they hit bottom. In the case of oil prices, this presumably is a fully "cleared" market in which price allocates volume among producers based on marginal costs of production. In this case, prices would settle about \$5 per barrel, assuming no political interference. At this price level, world oil demand would expand by 2 to 3 mmbd within one year, with dominant gains coming from residual fuel oil. OPEC's currently shut-in production of about 10 mmbd would all be producing. This would leave 7 to 8 mmbd of non-OPEC production to be shut-in. At this price, Alaskan production would be shut-in except for a trickle to maintain pipeline flow, as would over 2 mmbd of lower-48 production. Most North Sea production would be shut-in, as would 1 to 2 mmbd of other marginal world

production. There are several strong arguments which make this scenario highly unlikely. First, if the price were to drop to below \$10, many producers would stop producing well before marginal cost forced them to do so, simply because of expectations that such a low price would be unsustainable. For a depletable resource, a barrel sold today is not available for sale tomorrow and therefore today's prices are partially influenced by discounted expectations of future year prices.

In addition to this concept, the political repercussions of such a price collapse would be so widespread as to almost certainly result in political intervention of one form or another. Even if prices were to stabilize in the \$15 to \$20 range, the implications of such a decline on the world's banking system, the free world/Communist political equilibrium, and on the economy of oil producing states and countries, is not yet fully known. Further, the impacts of oil prices below \$10 are so severe that purely economic assessments absent a discussion of likely political changes would be extremely naive. Mexico's fragile economy is but one example. The already depressed U.S. exploration and production sector and its impact on key regional economies is a second. Should prices decline even more sharply, U.S. policy would be forced to address both of these issues in some way. The "free market" argument for oil markets, as dominant in current U.S. thinking, would face certain re-assessment. The probability of an oil import fee along with some form of special treatment for Mexico (perhaps additional Strategic Petroleum in Reserve purchases at market prices) and possibly other Western Hemisphere producers, would increase dramatically if prices were to fall below \$15. Even if prices stabilize in the \$15 to \$20 range, we would assign 50% odds to some fee within one year. The possibility of additional taxes on gasoline or a broader energy tax should also not be ruled out.

We would summarize by saying that the Saudis are, on purely economic grounds and only on a short-term basis, largely indifferent to prices across a very wide range. From a broader perspective, we expect that the Saudis would prefer prices in the low twenties, in that extremely sharp price drops increase the threat of retaliatory Iranian actions and increase the prospects for user country taxes. Sharply lower prices also hurt even Saudi income in the next year or two. At this point, however, we see the Saudis in the very near-term, more committed to principle than to revenue. If the Saudis only produce 4.5 mmbd at \$15, then they are slightly worse off in 1986 as compared with 3.0 mmbd at \$27. In any event, we don't see the Saudis producing much less than 4 mmbd in 1986 no matter what happens to price. The Saudis will not blink first.

That leaves twelve other OPEC producers and seven other major world exporters---most of whom have shown little voluntarism thus far. It may take some additional time for the resoluteness of the new Saudi position to sink in. As it gradually becomes apparent that the Saudis will not cave in, non-Saudi producers will be faced with a difficult choice: (a) cooperate on cutbacks, (b) don't cooperate but at least turn away buyers at some price between \$10 and \$15, (c) watch prices fall to \$10 or below. We expect some combination of non-Saudi OPEC cooperation plus unilateral action by various producers to reject sales below certain prices.

Finally, if non-Saudi producers show absolutely no restraint on prices or production, and prices appear to be headed to \$10 or below, we'd expect an import fee for the U.S. with special treatment for Mexico. In short, U.S. consumers and producers are unlikely to experience the effects of lower than \$15 oil even if the world price falls to \$10 or below.

Is OPEC Dead?

For several years now OPEC members have been attempting to defy "economic gravity" by their maintenance of oil prices in the \$30 range. It now appears that gravity may have won out. The implications of this latest price fall for both the world economy and for long-term energy are enormous. While the benefits to the world economy are substantial, it is not obvious that energy planners and policy makers have had their jobs made any easier by the oil price decline. In fact, the risk of complacency concerning oil has now increased dramatically. As one analyst recently put it, "It's very difficult to take advantage of an oil glut without making it go away".

Politics Versus Market Forces: The Past

Market forces and political forces have both played major roles in influencing the course of oil prices over the last century. OPEC's recent production quotas are only the latest interventions in a long series of government sponsored production controls, import quotas and other political interventions by various agents.

The political process has strongly influenced the market, and conversely, the market has had a strong bearing on the political process. This conjoint determination of oil prices is unlikely to end any time soon. A tentative working model might argue for an ebb and flow of control between politically dominated price formation during some periods and market force domination in others. The concentration of oil reserves introduces a basic instability. A politically established price will tend to sow the seeds of its own demise. A market solution will establish prices which slowly concentrate productive surpluses, thus allowing for renewed political intervention.

To have assumed permanent long-term control and dominance of OPEC in the marketplace was, in retrospect at least, seriously flawed logic. The mistake stemmed from perhaps over-awareness of the undeniable concentration of resources under OPEC's control, and a serious underestimate of the dominance and blindness of human greed.

Politics Versus Market Forces: The Future

World petroleum geology sets the basic operating ground rules. Current proven world oil reserves are sufficient to last for thirty years and there is much oil remaining to be discovered. The location of proven reserves and the most economic future reserve additions, however, is highly concentrated in one region of the world, namely the Middle East. Even ignoring the inherent political volatility of this region, such a concentration of inexpensive reserves offers the clear opportunity for the emergence of cartel control.

As demonstrated over the past fifteen years, market conditions ebb and flow, thus changing the degree of concentration of control with respect to current productive capacity. In 1979, all producers except Saudi Arabia were effectively at capacity. This means that the marginal barrel of production was controlled by a single agent. In today's market, the reduced "call" on OPEC disperses that responsibility across a very broad base, because surplus capacity is too large to be absorbed by any one producer. This dispersion has become so great that recent attempts to maintain or re-establish cartel production discipline have become impossible. As a result market forces have, at least temporarily, become dominant. This recent change was the direct effect of mismanagement of price by the "cartel". The lesson that OPEC may have learned is that if a cartel sets a price that is too far from a reasonable market price, then it ultimately undermines its own control.

The geographical concentration of world oil has not changed with OPEC's current economic difficulties. Non-OPEC oil remains expensive to find. Lower prices for oil will gradually regain markets once lost. Lower prices, over time, will lead inevitably to a renewed concentration of production control. This means that the potential for future cartel price maintenance is an unavoidable reality. This does not mean that the controlling agents would necessarily manage prices in the same way that they did in the past. One would presume that the lessons of the 1979-1986 period might be remembered. By the same token, if resource and producer concentration allows the collection of some level of monopoly rents, it is difficult to see a purely free market.

U.S. ENERGY OUTLOOK

The outlook for energy prices has changed dramatically over the last few months. In summary, plummeting oil prices have created a new base for all energy prices. DRI's current base case forecast assumes the world oil prices stabilize in the mid-teens by 1987. We'd expect this real price level to be maintained through 1990. Tightening supplies and growing demands begin to push prices up in the 1990s, and the late 1990s could see very strong price growth. Our crude price forecast for the year 2000 is \$67 per barrel in nominal dollars.

Natural gas prices are under increasing competitive pressure in this outlook. While the gas industry has created a more flexible pricing system, the industry's ability to meet the drop in oil prices is dependent on the renegotiation of contracts. The current forecast assumes that in the near term, to remain competitive with alternative fuel prices in the industrial and electric utility markets, a combination of the following must occur in each region:

- o Redistribution of costs among customer classes.
- o Declining transmission and distribution costs, both in current and constant dollars.
- o Sharply lower wellhead prices.

While lower wellhead prices are expected to have a devastating impact on drilling activity, the excess deliverability of the U.S. and Canada will keep prices low through the early 1990s. Thereafter, tightening supplies will result in gas prices escalating at a faster rate than oil prices.

Coal prices are also expected to respond to the lower crude price trajectory. As oil is a significant portion of the variable cost of producing and transporting coal, some coal prices should decline automatically. The latter in combination with the "no-growth" outlook for coal will continue to force some renegotiation of old high priced contracts. As demand begins to pick up in the late 1980s, coal prices also escalate.

Electricity prices also reflect the new lower base of energy prices. The average price of electricity is projected to drop 5% this year, and to remain at that level for the next five years. While over the next ten years the electric utility industry is expected to increase its utilization of oil and gas, in the long run the continuing shift to coal will help to hold down the escalation in electricity prices to "inflation-only" increases.

The outlook for all energy prices may be summarized as declining in both current constant dollars for the next two years, followed by a five year period of increases are below the rate of growth in inflation, resulting in continuing declines in inflation-adjusted dollars.

Finally, over the period 1990 through 2000, oil and gas prices are expected to rise significantly faster pace than inflation, while coal and electricity prices increase at an inflation-only rate.

NEAR-TERM PRICING OUTLOOK
(NOMINAL DOLLARS)

	1985 ----	1987 ----	1990 ----
IMPORTED CRUDE OIL \$/BBL	\$27	\$16	\$20
AVG. GAS ACQUISITION \$/MMBTU	2.94	1.59	1.94
ELECTRIC UTILITY FUEL PRICES \$/MMBTU			
RESID	4.06	2.54	3.15
NATURAL GAS	3.46	1.99	2.49
COAL	1.62	1.59	1.65

NEAR-TERM ELECTRICITY PRICES WILL BE DECLINING
IN ALMOST ALL REGIONS MAINLY AS A RESULT
OF LOWER FUEL COSTS

	FUEL COST COMPONENT CENTS/KILOWATT Hour		AVERAGE ELECTRICITY PRICE CENTS/KILOWATT Hour	
	1985	1987	1985	1987
NEW ENGLAND	2.05	1.38	8.17	7.78
MIDDLE ATLANTIC	2.00	1.52	7.69	7.21
SOUTH ATLANTIC	1.81	1.68	5.86	5.88
EAST NORTH CENTRAL	1.68	1.53	6.14	6.26
WEST NORTH CENTRAL	1.44	1.36	5.69	5.82
EAST SOUTH CENTRAL	1.61	1.38	4.97	5.17
WEST SOUTH CENTRAL	2.52	1.72	6.56	5.31
MOUNTAIN 1	1.35	1.19	5.30	5.67
MOUNTAIN 2	1.92	1.44	7.19	7.23
PACIFIC 1	0.32	0.10	3.75	3.50
PACIFIC 2	1.69	0.91	6.17	5.70
U.S.	1.78	1.42	6.14	5.90

BY 1990, THE AVERAGE U.S. ELECTRICITY PRICE, IN NOMINAL TERMS, IS ABOUT THE SAME LEVEL AS IN 1985.

DRI BASE CASE
REAL PRICE GROWTH (ANNUAL %)

	1985-1990 -----	1990-2000 -----
CRUDE OIL	-9%	7%
RESIDUAL FUEL	-8%	6%
AVG. WELLHEAD GAS	-11%	8%
INDUSTRIAL GAS	-9%	7%
UTILITY COAL	-3%	1%
AVERAGE ELECTRICITY PRICE	-3%	-0.5%

NEAR-TERM ELECTRICITY DEMAND OUTLOOK

- O LOWER OIL PRICES POINT TO OVER 3% ECONOMIC GROWTH THROUGH 1987/1988.
- O DECLINING REAL ELECTRICITY PRICES.
- O LOWER OIL PRICES AND LOWER DOLLAR FAVOR SOLID RECOVERY FOR REFINING AND PETROCHEMICALS AND BETTER THAN RECENT PERFORMANCE FOR OTHER ELECTRICITY INTENSIVE INDUSTRIAL SECTORS.
- O TOTAL ELECTRICITY SALES SHOULD ALMOST KEEP PACE WITH REAL GNP GROWTH---LOOK FOR A 3% AVERAGE FOR NEXT THREE YEARS.

STRONG NUCLEAR AND COAL CAPACITY ADDS IN 1985/1988

REGIONAL CAPACITY IN GIGAWATTS				
	NUCLEAR		COAL	
	1985	1988	1985	1988
NEW ENGLAND	4.3	6.6	2.6	2.6
MIDDLE ATLANTIC	11.9	15.7	24.6	24.9
SOUTH ATLANTIC	18.4	21.6	64.2	66.8
EAST NORTH CENTRAL	15.0	19.4	81.5	82.6
WEST NORTH CENTRAL	5.7	5.7	36.4	37.6
EAST SOUTH CENTRAL	8.4	10.8	38.7	38.7
WEST SOUTH CENTRAL	2.8	7.2	29.4	32.4
MOUNTAIN 1	0.3	0.3	17.7	20.3
MOUNTAIN 2	1.3	3.8	9.4	10.1
PACIFIC 1	3.1	3.1	1.9	1.9
PACIFIC 2	<u>4.6</u>	<u>5.7</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
TOTAL *	75.8	101.0	306.5	318.1
	25.2 GIGAWATTS ADDED		11.6 GIGAWATTS ADDED	

*TOTAL MAY NOT MATCH DUE TO INDEPENDENT ROUNDING.

ELECTRIC UTILITY PLANNING ENVIRONMENT

- O TOUGHEST PLANNING ENVIRONMENT EVER.
- O OIL AND GAS SUPPLIES WILL BE AMPLE AND PRICES WILL BE SOFT.
- O BOTH OIL AND GAS WILL BE CUTTING INTO FRINGE OF COAL MARKETS.
- O NON-TRIVIAL RISK OF ABSOLUTE OIL PRICE COLLAPSE IF SAUDIS PUSH PRODUCTION TO MAX---THEN OIL AND GAS COULD REACH \$5 TO \$10 OIL EQUIVALENT---COAL PRICE SHOWS SYMPATHETIC DECLINE BUT STILL BADLY UNDERCUT BY OIL AND GAS IN THIS CASE.
- O STRONG LOAD GROWTH BEGINNING TO RAISE CAPACITY CONCERNS.
- O REGULATORY "BURNS" OF RECENT YEARS RESULTS IN CONTINUED RELUCTANCE TO LONGER LEAD TIME AND HIGH CAPITAL COSTS OPTIONS. UPGRADING OLD OIL AND GAS UNITS WILL APPEAR MOST ATTRACTIVE.
- O COUNTERBALANCED BY SERIOUS CONCERNS ABOUT GROWING DEMAND FOR OPEC OIL AND POTENTIAL FOR STRONGER OIL PRICE GROWTH.
- O DRILLING COLLAPSE IN PROGRESS SIGNALS PROBABLE TIGHTENING OF U.S. GAS BALANCE. BUT U.S. MARKET IS NOW INSEPARABLE FROM CANADIAN MARKET. STRONG CANADIAN SALES EFFORT WILL EXTEND PERIOD OF DOWNWARD PRESSURE FOR TOTAL U.S./CANADIAN GAS MARKET THROUGHOUT BALANCE OF 1980s.

NEAR-TERM NATURAL GAS MARKETS

- O THE FALL IN OIL PRICES, FERC'S RECENT PROPOSALS, AND THE NEW AGGRESSIVE PRICING POLICY FOR CANADIAN GAS, ALL POINT TO A CONTINUED TRANSFORMATION OF NATURAL GAS MARKETS. IF OIL PRICES REMAIN IN THE MID-TEENS, THE DOWNWARD PRESSURE ON GAS WILL BE IMMENSE.
- O THE MOST IMMEDIATE SOURCE OF THE PRESSURE WILL BE FROM ELECTRIC UTILITIES HAVING SUBSTANTIAL UNUSED OIL CAPACITY. INDUSTRIAL USER'S HAVING DUAL FIRED CAPACITY ARE A SECOND SOURCE. SHUT-IN CANADIAN GAS, NOW BEING PRICED TO MOVE, REPRESENTS A THIRD SOURCE.
- O \$15 RESID MEANS END MARKET PRICE EQUIVALENCE WITH GAS AT \$2.50/MILLION BTU. THIS MEANS WELLHEAD PRICES COULD SELECTIVELY PUSH BELOW \$1.50 AND THAT THE AVERAGE CONTRACT PRICE WILL APPROACH \$1.50 BY 1987.

NEAR-TERM NATURAL GAS MARKETS

- O THE FALL IN OIL PRICES MEANS THAT THE CURRENT AVERAGE SYSTEM GAS PRICE IS WELL OUT OF LINE WITH RESID-COMPETITIVE SECTORS IN MOST END-MARKETS.
- O ACCEPTANCE OF FERC'S ORDER 436 IS NOW THE ONLY VIABLE COURSE FOR MOST PIPELINES TO FOLLOW IF THEY WISH TO AVOID MAJOR VOLUME DROPS.
- O THE DOWNWARD PRICE PRESSURE WILL BE ABSORBED AT ALL POINTS IN THE GAS DELIVERY CHAIN.
- O PRODUCERS WILL BE FORCED TO ACCEPT LOW PRICES FOR CARRIAGE DEALS AND FACE CONTINUED PRESSURE ON NEW AND RENEGOTIATED CONTRACT SYSTEM SALES AS WELL.
- O END MARKET PRICES ADMINISTERED BY LOCAL REGULATORY AGENCIES WILL BE FORCED TO ACCOMMODATE COMPETITIVE PRESSURES FROM OIL-CAPABLE USERS, IN ORDER TO AVOID VOLUME LOSSES WHICH WOULD NEGATIVELY IMPACT RESIDENTIAL/COMMERCIAL PRICES.
- O FINALLY, THE PIPELINES IN THE MIDDLE WILL SEE CONTRACT CARRIAGE VOLUME EXPAND RAPIDLY. BOTH CARRIAGE RATES AND SYSTEM GAS TARRIFS WILL BE FORCED TO ADJUST IN RESPONSE TO PRESSURES FROM BOTH ENDS OF THE PIPE.

LONG-TERM U.S. ENERGY DEMANDS

	QUADRILLION BTUS			ANNUAL % GROWTH	ANNUAL % GROWTH
	1985	1990	2000	1985- 1990	1990- 2000
RESIDENTIAL/COMM.					
OIL	2.6	2.8	2.5	1.5	-1.1
NATURAL GAS	7.1	7.5	7.0	1.1	-0.7
COAL	0.2	0.2	0.2	NC	NC
ELECTRICITY	5.0	5.8	7.1	3.0	2.0
	14.9	16.3	16.8	1.8	0.3
INDUSTRIAL					
OIL-RAW MATLS	3.1	3.4	4.0	1.9	1.6
OIL-FUEL	4.7	5.1	6.1	1.8	1.8
NATURAL GAS	7.0	7.8	6.5	2.2	-1.8
COAL	2.9	3.3	4.1	3.1	2.1
ELECTRICITY	2.9	3.5	4.8	3.8	3.2
	20.6	23.1	25.5	2.3	1.0
TRANSPORTATION					
GASOLINE	12.8	13.4	12.1	0.9	-1.0
JET FUEL	2.5	2.8	3.1	2.3	1.0
OTHER OIL	4.2	4.6	6.2	1.8	3.0
NATURAL GAS	0.5	0.5	0.5	NC	NC
	20.0	21.3	21.9	1.3	0.3
UTILITY					
OIL	1.0	1.4	2.3	7.0	5.1
NATURAL GAS	3.2	3.1	4.1	-0.5	2.8
COAL	14.7	16.2	22.0	2.0	3.1
NUCLEAR	4.2	6.1	6.3	7.9	0.4
HYDRO/OTHER	3.5	4.6	5.3	5.6	1.4
	26.6	31.4	40.0	3.3	2.5
LESS ELECTRICITY IN RES/COMM/IND	7.9	9.3	11.9	3.3	2.5
TOTAL U.S. ENERGY	74.2	82.8	92.3	2.2	1.1
REAL GNP (BILLION 1972 \$)	1752	2067	2718	3.4	2.8
ENERGY PER UNIT REAL GNP	42.3	40.1	34.0	-1.1	-1.7

THE OUTLOOK FOR U.S. AND
NEW ENGLAND ENERGY

NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY
"ENERGY IN THE 1990's"

APRIL 10, 1986

STEPHEN A. SMITH
SENIOR VICE PRESIDENT
DATA RESOURCES, INC.

GENERAL ENERGY ENVIRONMENT

o WORLD OIL PRICES

\$15 TO \$20 THRU 1990

\$20 TO \$32 1990 TO 1995

\$32 TO \$65 1995 TO 2000

o U.S. ECONOMY

3.0% TREND GROWTH IN REAL GNP FOR 1985 TO 2000

o NEW ENGLAND ECONOMY

0.1% TO 0.2% STRONGER TREND ECONOMIC GROWTH THAN FOR TOTAL U.S.

MAJOR U.S. ENERGY TRENDS 1985-2000

- O STRONG MOMENTUM CONSERVATION EFFECTS--TOTAL PRIMARY ENERGY GROWS AT 1.5% PER YEAR--HALF THE RATE OF REAL GNP
- O MOST ENERGY GROWTH COMING FROM ELECTRICITY
 - ELECTRICITY GROWS AT 2.8% PER YEAR
 - NON-ELECTRICITY FUELS GROW AT 0.8% PER YEAR
- O REAL ELECTRICITY PRICES TO AVERAGE 1.4% ANNUAL DECLINE AS COMPARED WITH 2.2% ANNUAL GROWTH FROM 1975-1985
- O INDUSTRIAL AND UTILITY NATURAL GAS PRICES WILL DECLINE SHARPLY TO KEEP PARITY WITH LOWER OIL PRICES IN THE NEAR-TERM---THEN TRACK THE OIL PRICE REBOUND IN THE 1990s
- O STRONG GROWTH IN IMPORTED CANADIAN GAS---EXCESS NORTH AMERICAN DELIVERABILITY FOR 4 TO 5 YEARS
- O RELUCTANCE OF U.S. UTILITIES TO ADD BASELOAD CAPACITY COULD LEAD TO "QUICK-FIX" OPTIONS IF ELECTRICITY GROWTH CLOSELY TRACKS REAL GNP

NEW ENGLAND ENERGY TRENDS 1985-2000 (PAGE 1)

- O NEW ENGLAND'S ELECTRICITY PRICES EXCEEDED THE U.S. AVERAGE BY 2 CENTS PER KWH (1985\$) FOR MOST OF THE LAST TEN YEARS--THIS GAP WILL BE CUT IN HALF IN THE NEXT FEW YEARS
- O NEW ENGLAND'S RESIDENTIAL GAS PRICES EXCEEDED THE U.S. AVERAGE BY \$2 PER MILLION BTUS (1985\$) FOR THE LAST TEN YEARS---THIS GAP WILL ALMOST BE CUT IN HALF IN THE DECADE AHEAD
- O NEW ENGLAND'S SHARE OF OIL HEATED HOMES HAS DROPPED FROM 70% IN 1973 TO 55% CURRENTLY AND WILL CONTINUE A DECLINE TO 40% BY 2000
- O BOTH ELECTRIC AND GAS SHOULD GAIN NEW ENGLAND HOME HEATING SHARE:
 - GAS FROM 25% TO 33%
 - ELECTRICITY FROM 14% TO 21%

NEW ENGLAND ENERGY TRENDS 1985-2000 (PAGE 2)

- O ENERGY CONSUMPTION PER NEW ENGLAND HOME DECLINED FROM 187 MILLION BTUS IN 1973 TO 112 MILLION IN 1985
 - ROUGHLY TWICE THE DECLINE OF THE U.S. AVERAGE DECLINE
 - FUTURE DECLINES WILL BE FAR MORE MODEST
- O NEW ENGLAND NATURAL GAS CONSUMPTION SHOULD INCREASE BY ROUGHLY ONE-THIRD BY 2000; TOTAL U.S. CONSUMPTION STAYS FAIRLY FLAT
- O IMPORTED CANADIAN GAS CAN BE EXPECTED TO INCREASE ITS SHARE OF THE NEW ENGLAND MARKET TO AT LEAST 10%
- O NEW ENGLAND ELECTRICITY CONSUMPTION IS EXPECTED TO SHOW 2.9% ANNUAL TREND GROWTH; THE RESULT OF RELATIVELY STRONG REGIONAL ECONOMIC GROWTH AND DECLINING REAL ELECTRICITY PRICES.
- O NEW ENGLAND OIL FIRED GENERATION COULD RETURN TO 1973 LEVELS AT A TIME WHEN OIL PRICES ARE SHARPLY RISING IF THE OPTIONS OF ADDITIONAL COAL UNITS OR STRONGER CANADIAN IMPORTS ARE NOT PURSUED

SUMMARY

- O NEW ENGLAND WILL SEE A RELATIVELY STRONG ECONOMY AND A SUBSTANTIAL NEED FOR ADDITIONAL ENERGY SUPPLIES IN THE NEXT FIFTEEN YEARS
- O ELECTRICITY WILL BE THE FASTEST GROWING ENERGY SOURCE
- O OIL PRICES ARE LIKELY TO BE SHARPLY RISING ABOUT THE TIME THAT ELECTRICITY GENERATION NEEDS FORCE A RETURN TO OIL, BUT
- O SOME COMBINATION OF ADDITIONAL COAL UNITS AND INCREASED CANADIAN POWER IMPORTS ARE LIKELY TO OFFER A FAR MORE ATTRACTIVE OPTION THAN OIL
- O NEW ENGLAND NATURAL GAS DEMANDS WILL BE EXPANDING; CANADA IS FAVORABLY POSITIONED TO ECONOMICALLY PARTICIPATE IN THIS GROWTH

EXHIBIT 1: PRICE OF ELECTRIC UTILITY FUELS
1985 DOLLARS PER MILLION BTUS

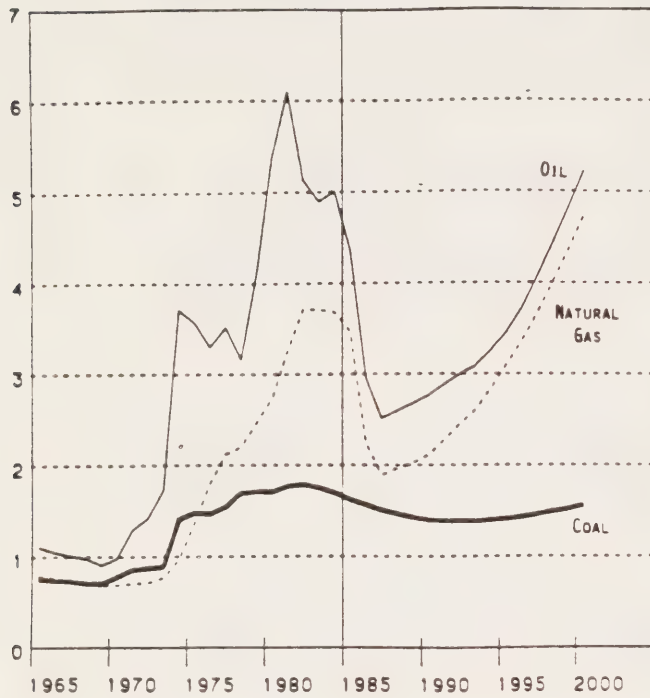


EXHIBIT 2: INTEREST RATES AND U.S. IMPLICIT
PRICE DEFLATOR

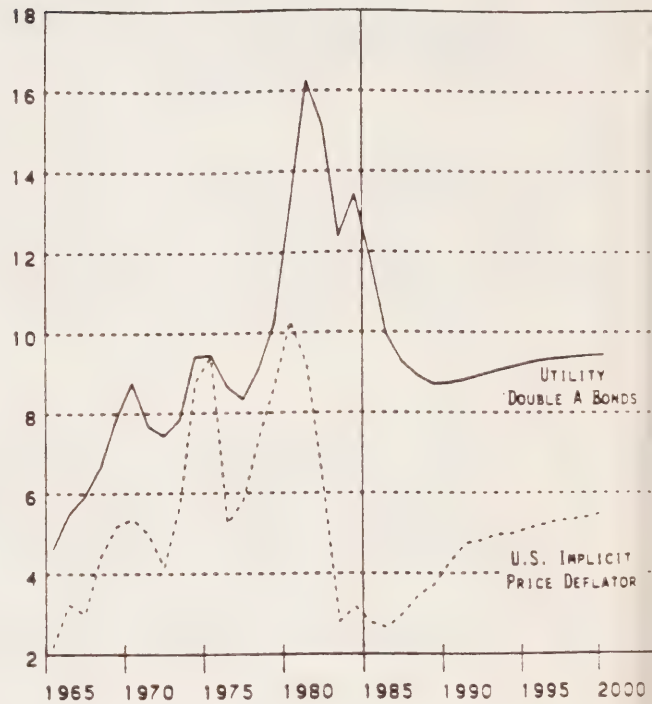


EXHIBIT 3: AVERAGE U.S. ELECTRICITY PRICE
1985 CENTS PER KWH

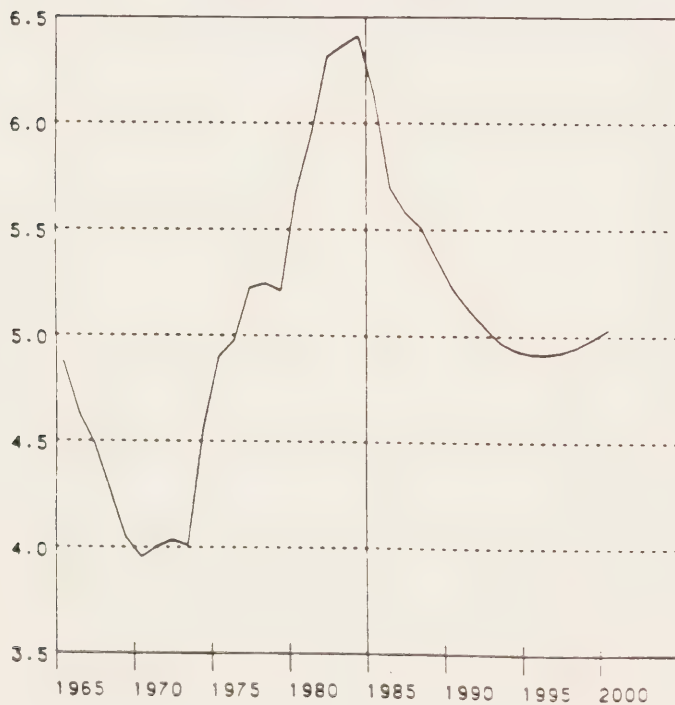


EXHIBIT 4: U.S. ENERGY DEMANDS
QUADRILLION BTU'S

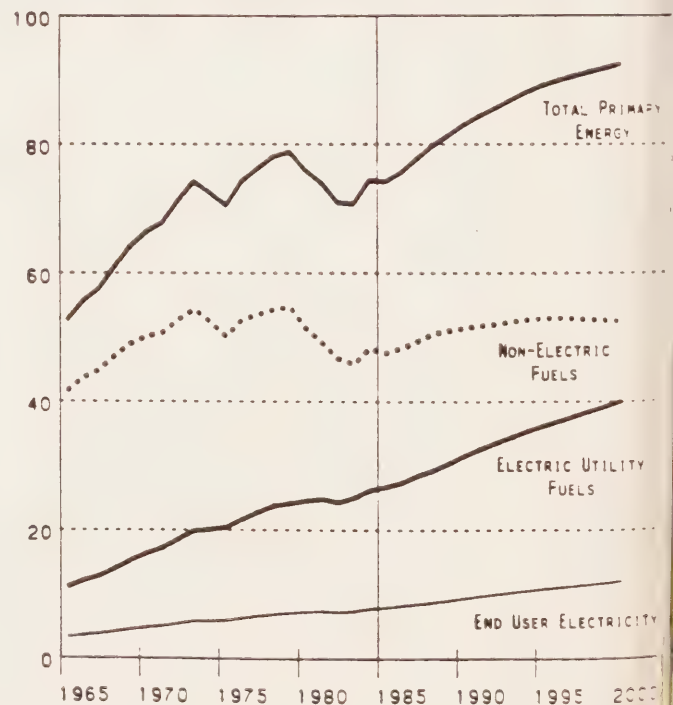


EXHIBIT 5: ENERGY INTENSITY
THOUSAND BTU'S PER 1972\$ GNP

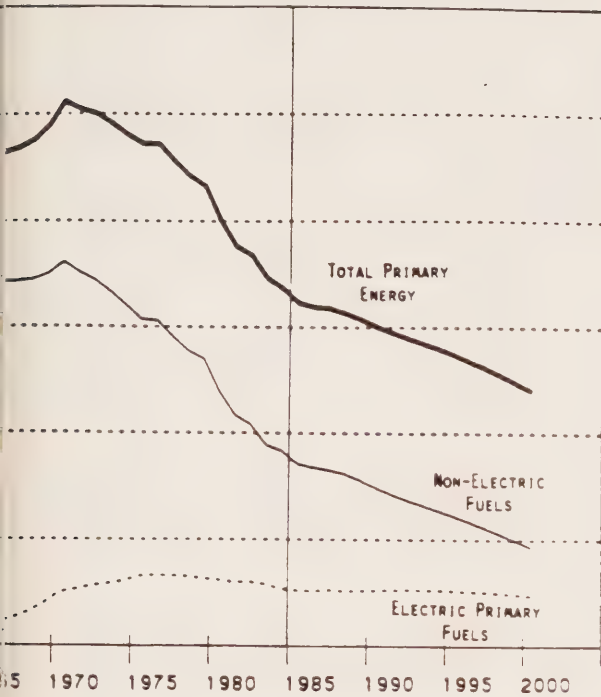


EXHIBIT 6: ANNUAL CHANGE IN REAL GNP AND
TOTAL U.S. ELECTRICITY CONSUMPTION

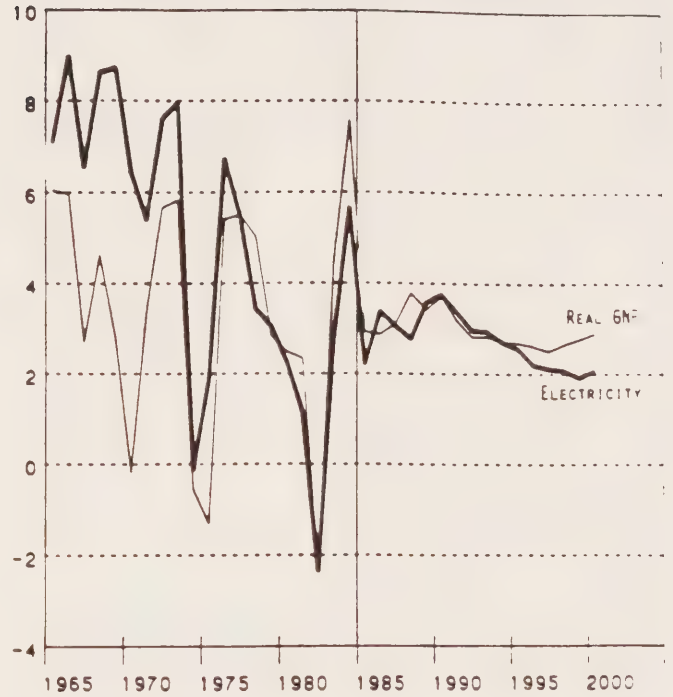


EXHIBIT 7: REAL ELECTRICITY PRICES VERSUS RATE
CHANGE IN ELECTRICITY TO REAL GNP RATIO

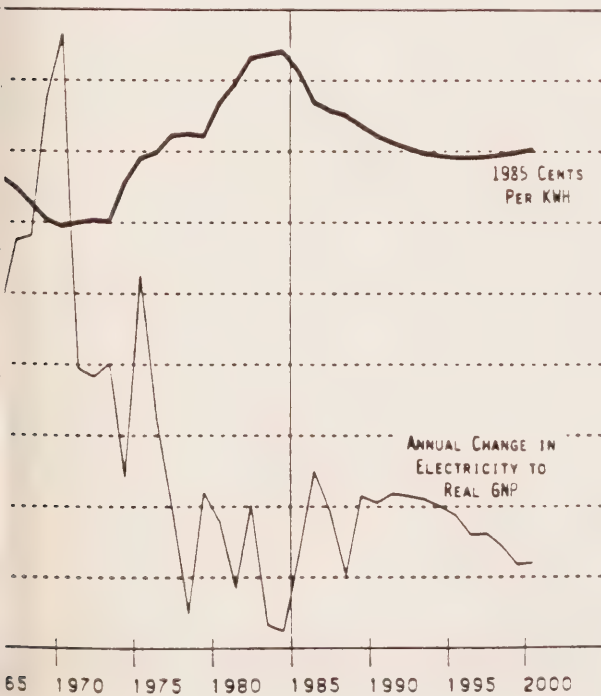


EXHIBIT 8: U.S. AVERAGE RESIDENTIAL ENERGY PRICES

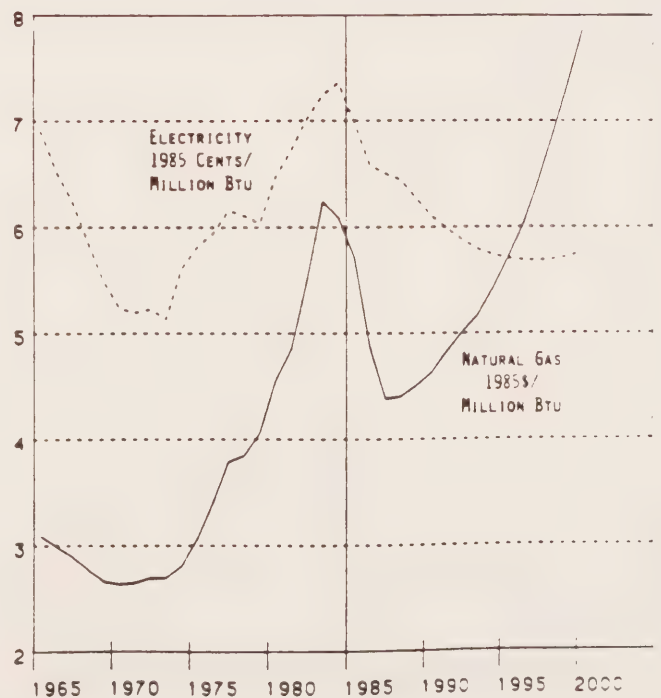


EXHIBIT 9: AVERAGE U.S. HOME HEATING SHARES

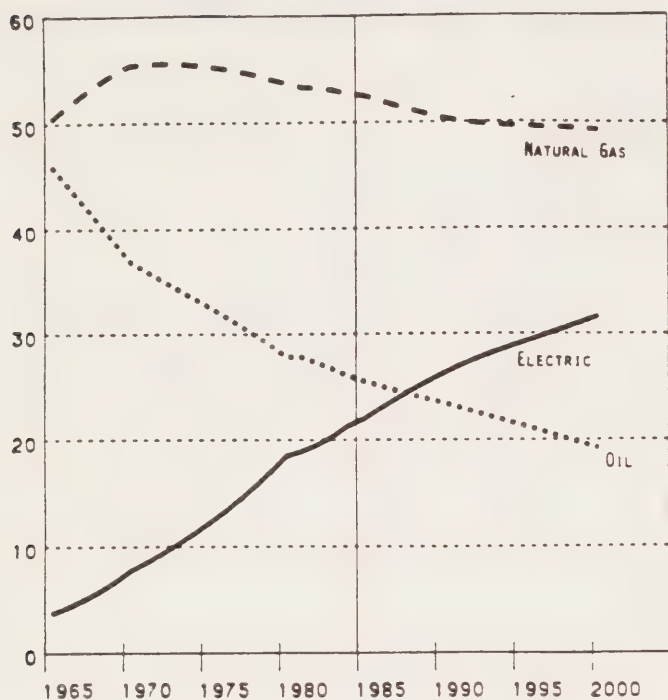


EXHIBIT 10: U.S. VERSUS NEW ENGLAND
RESIDENTIAL ENERGY PRICES
ELECTRICITY IN 1985 CENTS PER KWH
NATURAL GAS IN 1985\$ PER MILLION BTU'S

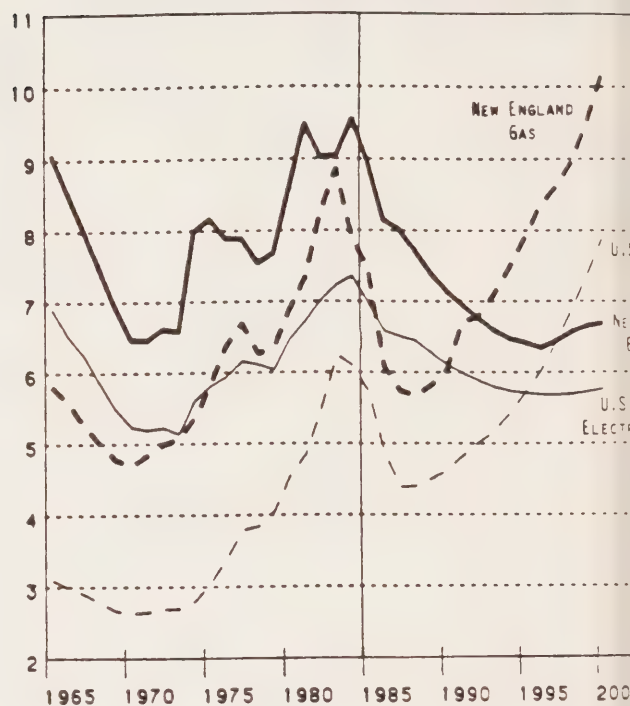


EXHIBIT 11: NEW ENGLAND VERSUS U.S.
HOME HEATING SHARES

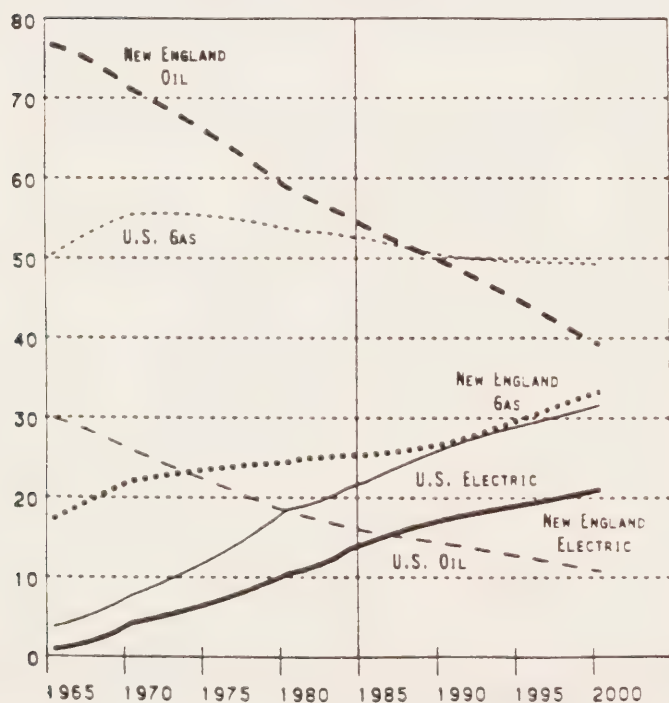


EXHIBIT 12: NEW ENGLAND VERSUS U.S. RESIDENTIAL
ENERGY PER HOME
MILLION BTU'S PER HOME

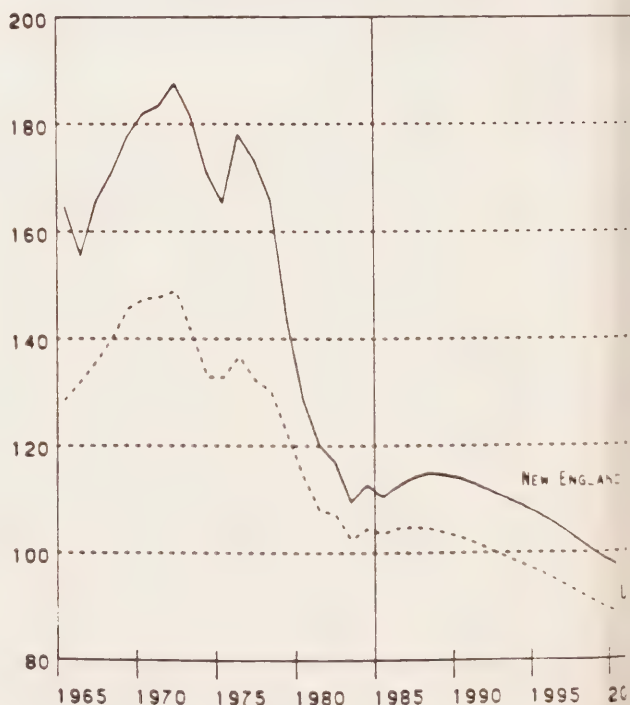


EXHIBIT 13: U.S. NATURAL GAS CONSUMPTION BY SECTOR
BILLION CUBIC FEET

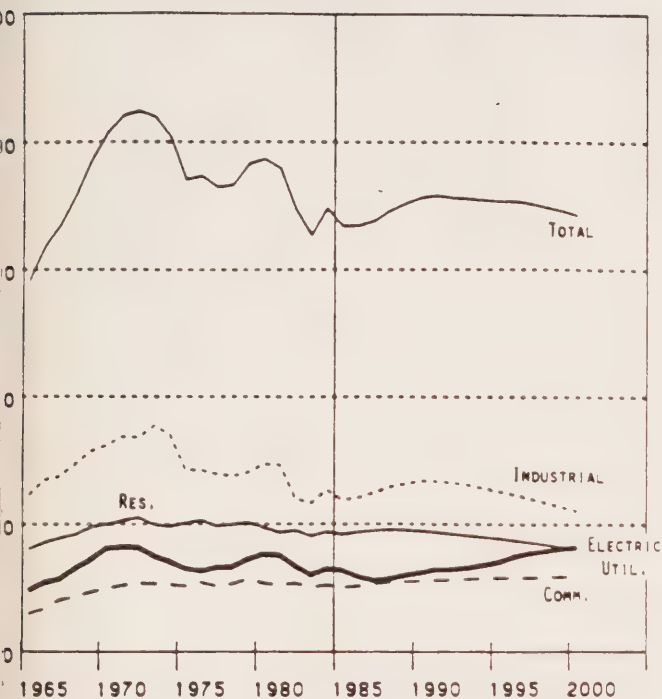


EXHIBIT 14: NEW ENGLAND NATURAL GAS CONSUMPTION BY SECTOR
BILLION CUBIC FEET

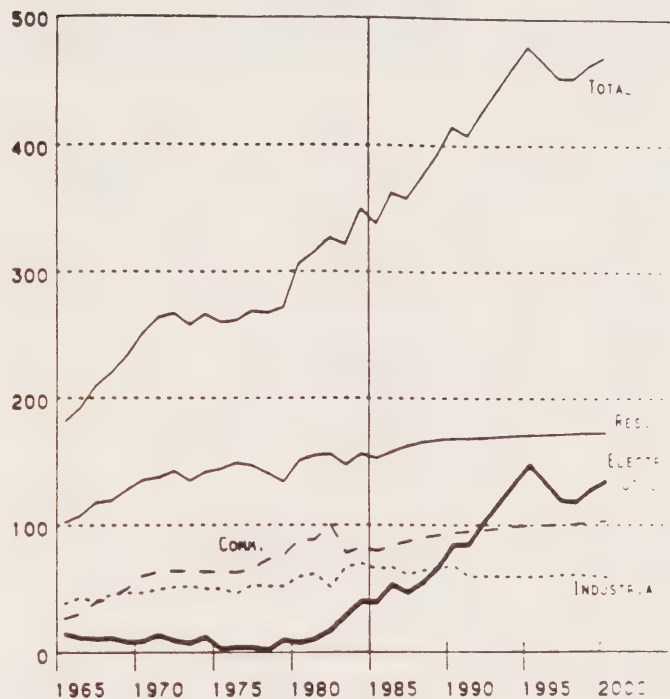


EXHIBIT 15: REGIONAL U.S. IMPORTS OF CANADIAN NATURAL GAS
BILLION CUBIC FEET

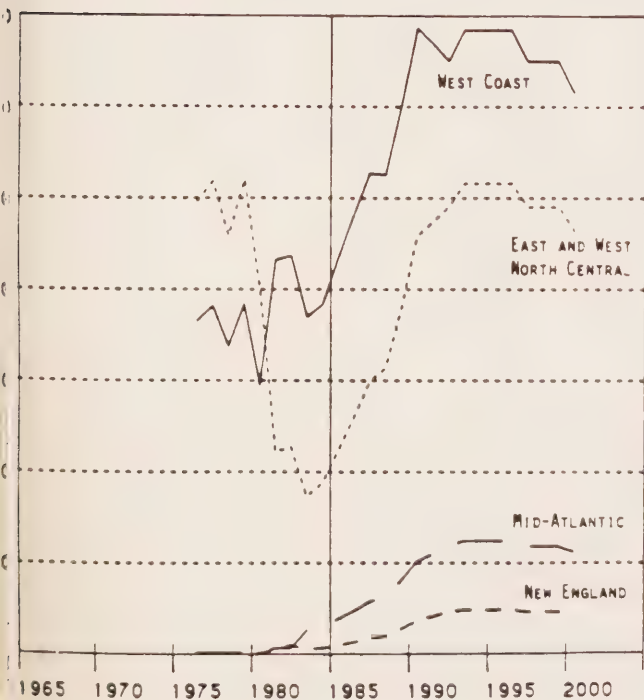


EXHIBIT 16: GROWTH IN ELECTRICITY CONSUMPTION
ANNUAL PERCENT CHANGE

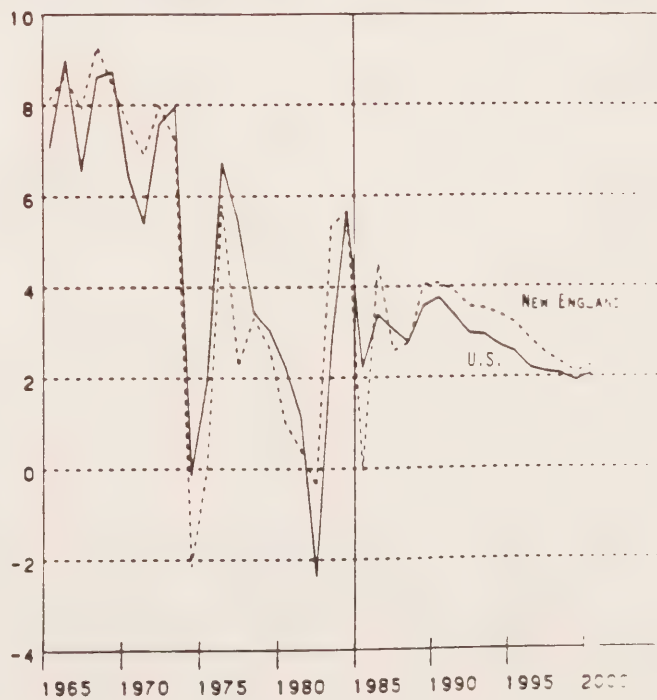


EXHIBIT 17: U.S. ELECTRICITY GENERATION BY FUEL
BILLION KWH

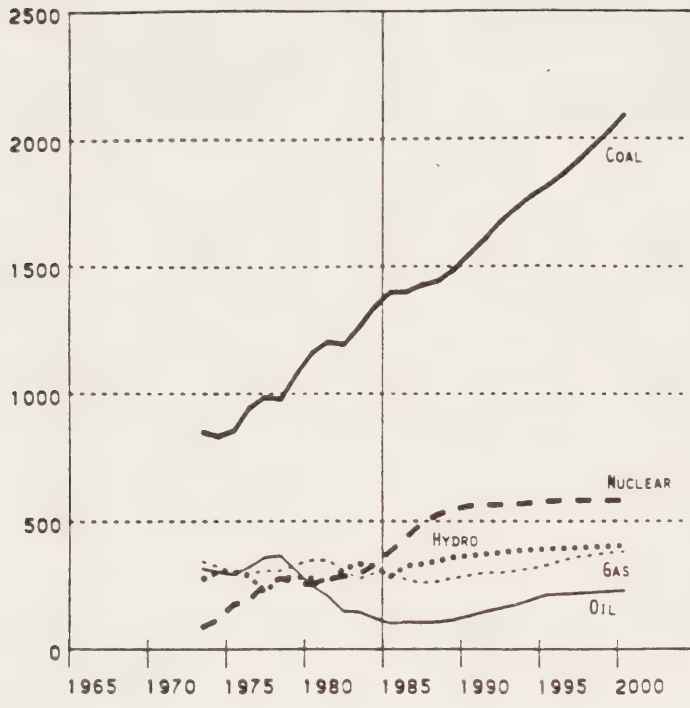


EXHIBIT 18: NEW ENGLAND IMPORTS OF CANADIAN POWER
VERSUS NEW ENGLAND GENERATION - BILLION KWH

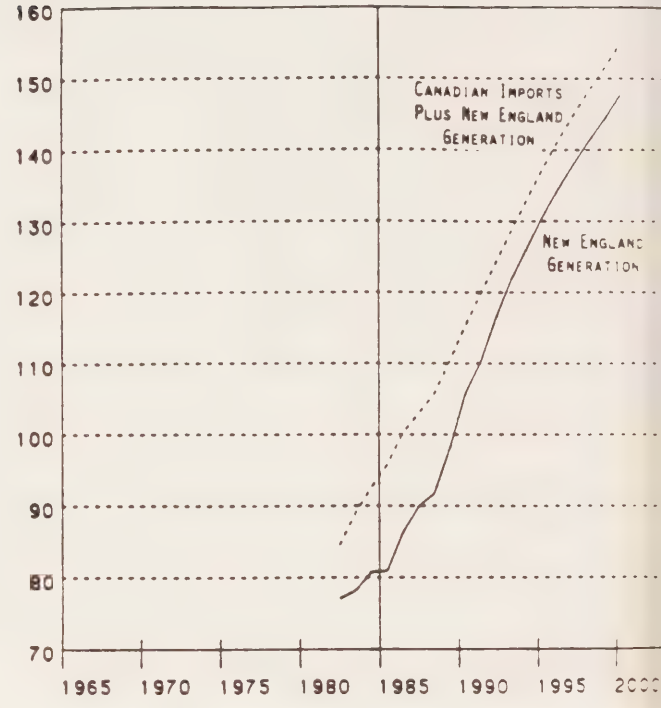
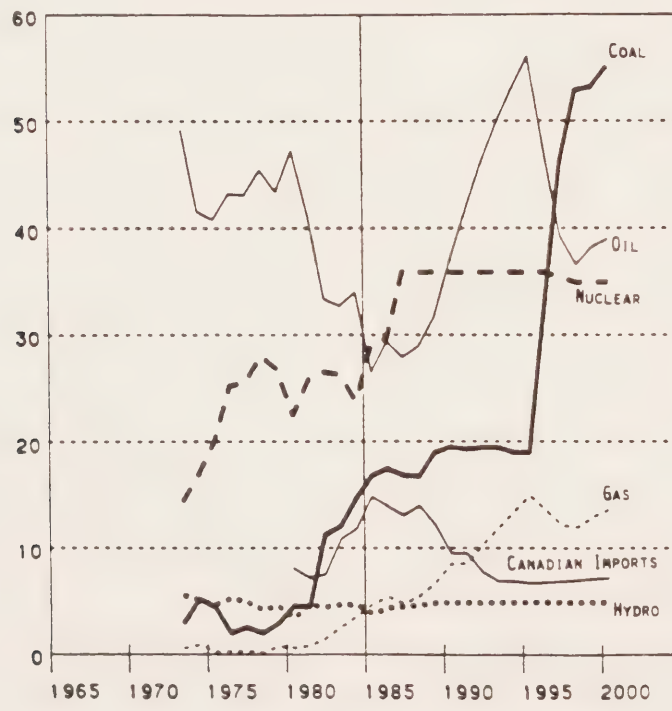


EXHIBIT 19: NEW ENGLAND ELECTRICITY GENERATION BY FUEL



CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/005

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Perspectives relatives aux marchés mondiaux
du pétrole et aux marchés de l'énergie aux États-Unis

Stephen A. Smith

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

PERSPECTIVES RELATIVES AUX MARCHÉS MONDIAUX
DU PÉTROLE ET AUX MARCHÉS DE L'ÉNERGIE AUX ÉTATS-UNIS

MARS 1986

STEPHEN A. SMITH
PREMIER VICE-PRÉSIDENT
GROUPE DES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES - DRI
MCGRAW-HILL PUBLICATIONS COMPANY

MARCHÉS MONDIAUX DU PÉTROLE : PRINCIPAUX POINTS CONCERNANT LA DEMANDE

- o Dans le monde libre, la lente diminution de la consommation du pétrole a atteint un plancher record. Mais la remontée a été très lente à se faire sentir. En raison de la chute des prix, la demande des pays non communistes augmentera de 1,5 millions de barils par jour d'ici 1988.
- o Pour 1986/1987, on prévoyait une faible croissance annuelle de 2½ % environ dans les pays membres de l'OCDE. La diminution des prix du pétrole ajoutera environ 1 % à ce chiffre.
- o Les effets des mesures de substitution et des politiques de conservation continueront de se faire sentir malgré la diminution des prix du pétrole. La hausse de la demande de pétrole dans les pays de l'OCDE sera vraisemblablement de 1 à 2 % moins forte que la croissance économique réelle.
- o La diminution de la consommation du pétrole au cours des six dernières années a été surtout sensible au chapitre du combustible résiduel; ce processus se poursuivra à cause de l'effet d'entraînement, mais à 15 \$ le baril, les combustibles résiduels reprendront une certaine part du marché du mazout domestique.
- o Les réserves excédentaires de gaz des États-Unis et de l'Europe ainsi que les nombreuses centrales nucléaires mises en service continueront d'avoir des répercussions sur la demande de produits pétroliers pendant au moins deux ou trois ans. La récente chute des prix donne temporairement un avantage aux produits résiduels mais à long terme, les prix de l'essence se stabiliseront.
- o Dans les pays membres de l'OCDE, la consommation de produits pétroliers non-résiduels connaît une lente remontée depuis 1983. La croissance pourrait augmenter d'environ 1 % en raison de la diminution des prix et de l'accentuation de la croissance économique.
- o La demande de produits pétroliers à l'extérieur des États-Unis a subi en outre les effets du renforcement du dollar depuis 1982; ce mouvement commence à s'inverser.

MARCHÉS MONDIAUX DU PÉTROLE : PRINCIPAUX POINTS CONCERNANT L'OFFRE

- o La pression additionnelle exercée sur les pays de l'OPEP en raison de la diminution des stocks de produits pétroliers dans le monde s'est maintenue plus longtemps que prévu. Elle semble maintenant vouloir cesser. Au début de l'automne les stocks étaient très réduits; à l'heure actuelle, l'excédent n'est pas très important en dépit de la récente surproduction.
- o On pensait que la pression exercée sur les pays de l'OPEP en raison de la hausse de production des pays non membres se maintiendrait pendant de nombreuses années. En raison du bas prix du pétrole, la production de ces pays pourrait atteindre un sommet en 1987 ou 1988.
- o Les exportations nettes des pays communistes vont probablement montrer une faible tendance à la baisse; la croissance continue de la production en Chine et le ralentissement de la croissance de la consommation en Union Soviétique seront contrebalancés par la baisse de production en Union Soviétique.
- o Résultat net de la réduction des prix : on prévoyait que la demande de pétrole adressée à l'OPEP serait de 16 à 16,5 millions de barils par jour pour les deux prochaines années; il semble maintenant qu'elle sera de 16,5 à 17 millions de barils en 1986, et de 18 millions de barils en 1987.
- o La guerre entre l'Iran et l'Iraq restera une menace permanente pour l'approvisionnement, mais il est peu probable qu'elle entraîne une hausse soutenue des prix.

MARCHÉS MONDIAUX DU PÉTROLE : L'EFFRITEMENT DE L'OPEP

- o Même dans les meilleures conditions, la discipline de "cartel" de l'OPEP ne s'est manifestée que rarement. Commandée par les événements, elle n'a été vraiment efficace qu'en situation de crise et dépendait largement des coupures imposées par l'Arabie Saoudite.
- o Le noeud du problème : les diminutions de volume et de revenu ont empêché l'Arabie Saoudite de continuer à faire fluctuer sa production; au taux de production du milieu de 1985, son déficit était de 20 \$ milliards.
- o Au volume de 1985, l'Arabie Saoudite est devenue économiquement indifférente à la chute des prix; cependant, les Saoudiens ont hésité longtemps à réduire fortement les prix par crainte des répercussions politiques. Mais les préoccupations financières l'ont finalement emporté.
- o La tendance des autres pays producteurs à élaborer des mécanismes de rabais et la politique antérieure de l'Arabie Saoudite de vendre uniquement au prix officiel ont accru le risque au chapitre du volume et obligé davantage les Saoudiens à s'ajuster aux fluctuations du marché.
- o En vertu de la politique antérieure de l'Arabie Saoudite, toute réduction des prix officiels commandée par ce pays était rapidement neutralisée par les réductions de volume des autres pays producteurs.

MARCHÉS PÉTROLIERS MONDIAUX : NOUVELLE POLITIQUE DE L'ARABIE SAOUDITE ET RÉPERCUSSIONS SUR LES PRIX

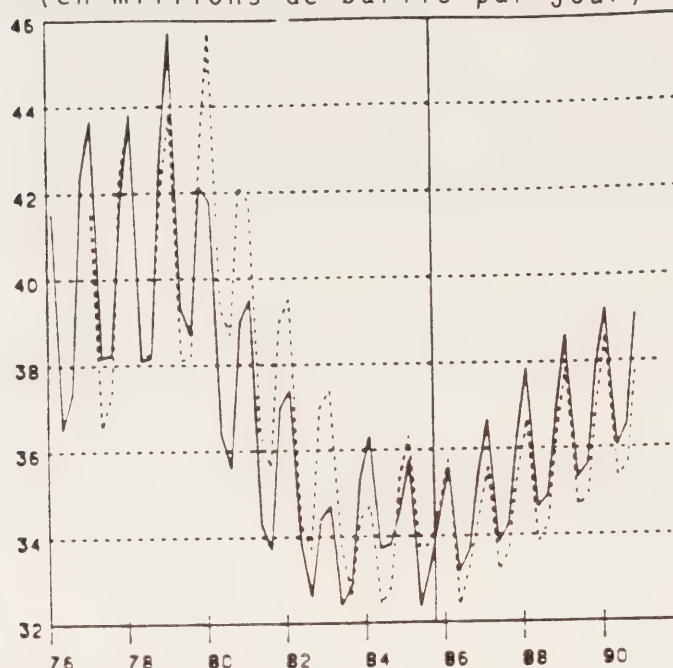
- o Afin de se départir graduellement de son rôle de producteur soumis aux fluctuations du marché, et de répartir les risques liés au volume, l'Arabie Saoudite n'avait d'autre choix que d'adopter une politique d'établissement des prix en fonction du marché. Les ventes destinées à récupérer le prix de revient (Netback sales) leur offraient cette possibilité.
- o Les Saoudiens sont maintenant mieux capables d'imposer leurs règles de discipline aux autres membres de l'OPEP -- Les ventes destinées à récupérer le prix de revient limitent les baisses de volume en Arabie Saoudite et obligent les autres producteurs à limiter les leurs.
- o Avant la chute des prix en janvier, les autres pays producteurs croyaient que les Saoudiens bluffaient une fois de plus. Ils doivent maintenant revenir sur leur position.

MARCHÉS DU PÉTROLE : CE QU'IL ADVIENDRA DES PRIX

- o Les "douze" de l'OPEP et les principaux pays exportateurs non membres éprouveront beaucoup de difficulté à soutenir leurs efforts "coopératifs" de limitation de la production à court terme. -- Panique, querelles et effritement.
- o Certaines réductions unilatérales de la production non-saoudienne gagneront en probabilité à mesure que le prix du baril quittera le palier des 15 \$ pour tendre vers 10 \$ -- Certains producteurs choisiront de ne pas vendre à des prix de cet ordre - autres réductions sélectives en fonction du coût.
- o Le prix du baril pourrait facilement descendre à 10 \$ ou au-dessous -- L'équilibre pourrait se rétablir aux environs de 15 \$.
- o Possibilité que soient fixés des droits d'importation de pétrole/une taxe sur l'essence.

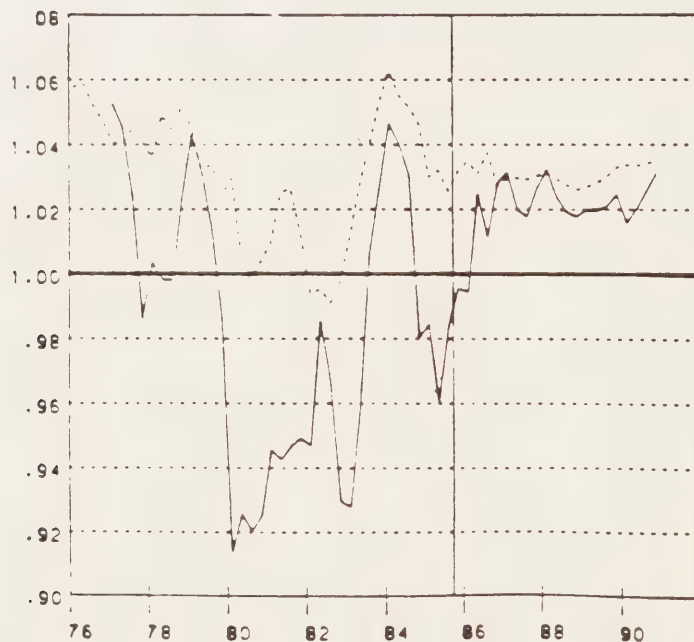
DEMANDE DE PÉTROLE DE L'OCDE (en millions de barils par jour)

Actuelle
Année
antérieure

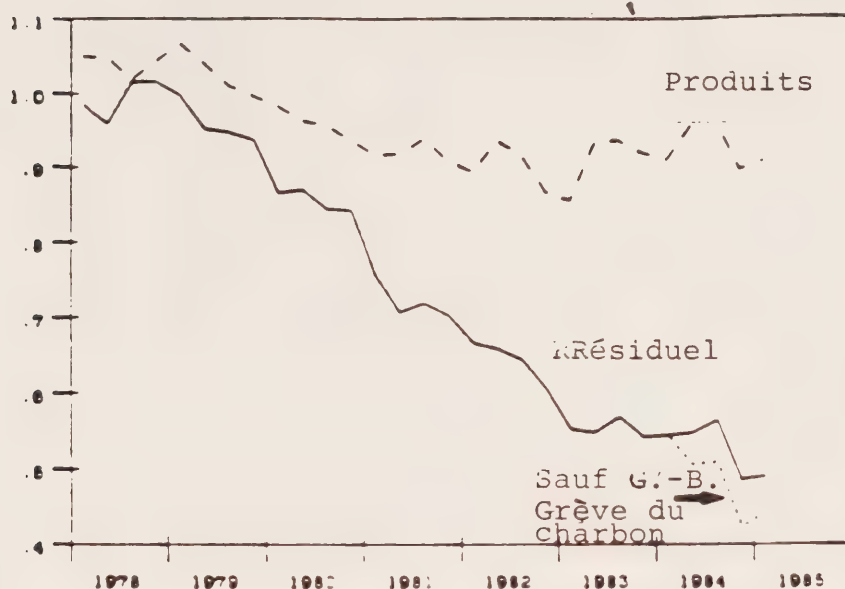


PROPORTION DE LA DEMANDE DE PÉTROLE DE L'OCDE
A CELLE DE L'ANNÉE ANTÉRIEURE
(Plus croiss. réelle du PNB chez les 7 Grands)

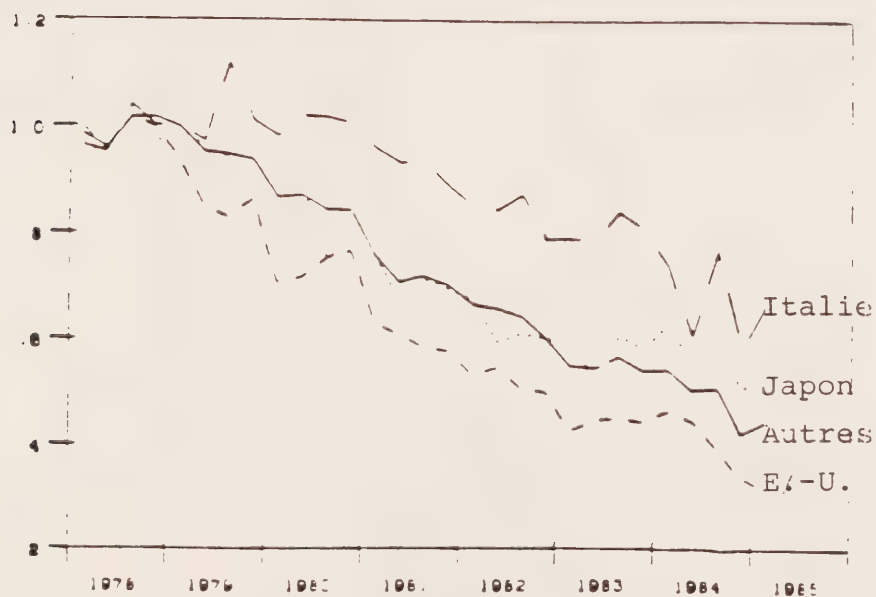
Demande OCDE
PNB réel des



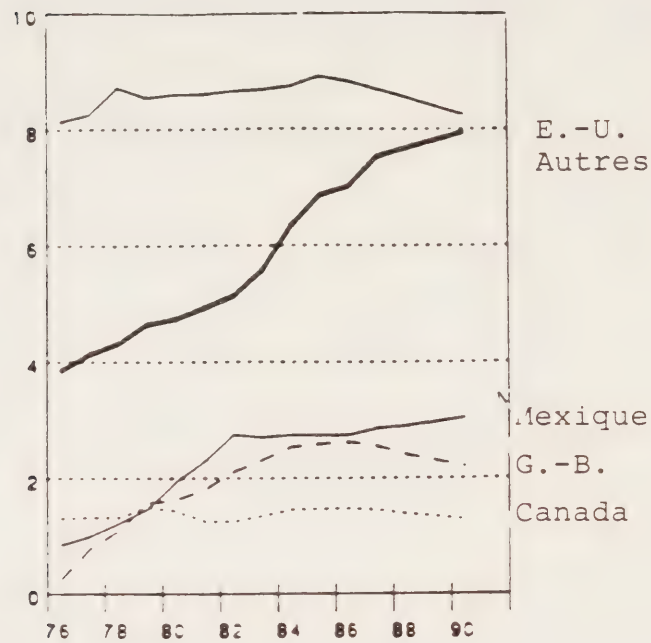
INDICE TRIMESTRIEL DE LA CONSOMMATION DE PÉTROLE
DES PAYS INDUSTRIALISÉS
(1977 = 1,0; LES PRODUITS COMPRENNENT
L'ESSENCE, LE KÉROSÈNE, LES DISTILLATS/LE GAS-OIL



INDICE TRIMESTRIEL DE LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE RÉSIDUEL
DES PAYS INDUSTRIALISÉS (1977 = 1,0)



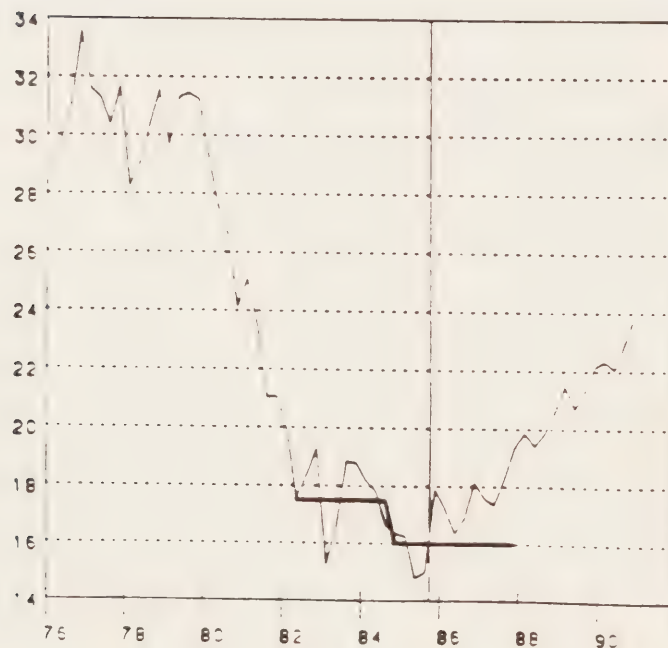
PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT A LONG TERME
PAYS NON MEMBRES DE L'OPEP
(MILLIONS DE BARILS PAR JOUR)



PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT PAR RAPPORT AU QUOTA
(MILLIONS DE BARILS PAR JOUR)

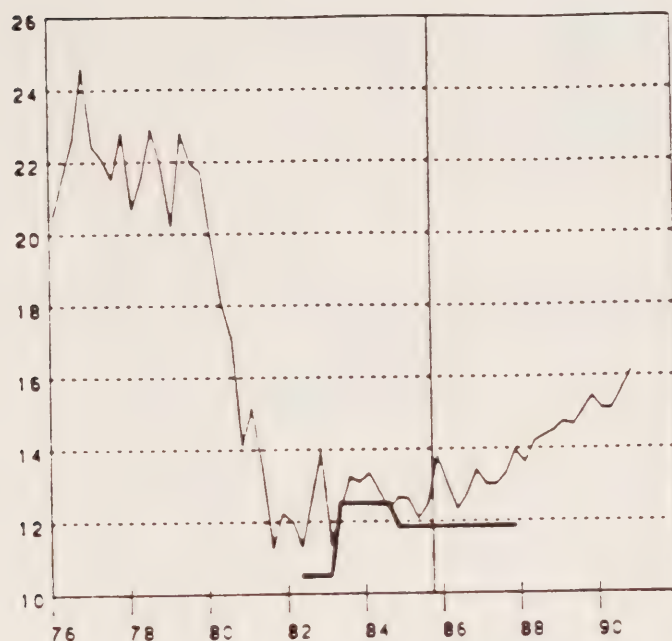
Quota

Production



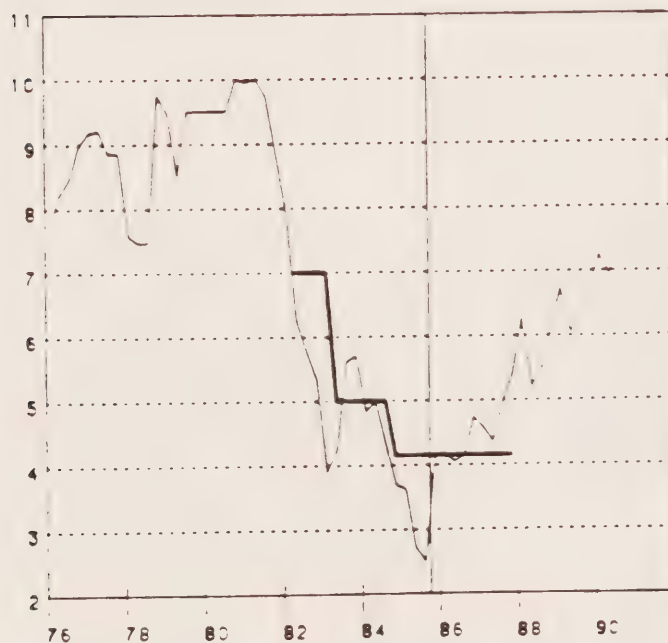
PRODUCTION NON SAOUDIENNE DE PÉTROLE BRUT
PAR RAPPORT AU QUOTA
(MILLIONS DE BARILS PAR JOUR)

Quota
Production

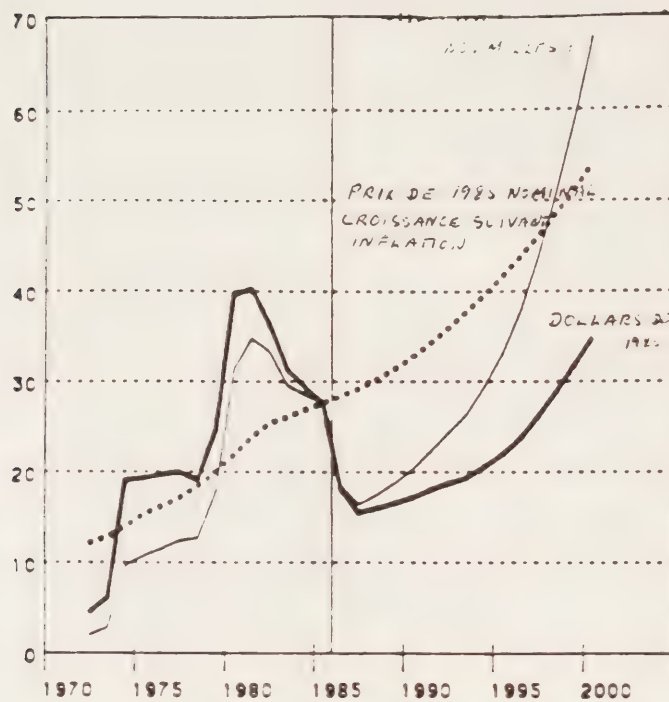


PRODUCTION SAOUDIENNE DE PÉTROLE BRUT
PAR RAPPORT AU QUOTA
(MILLIONS DE BARILS PAR JOUR)

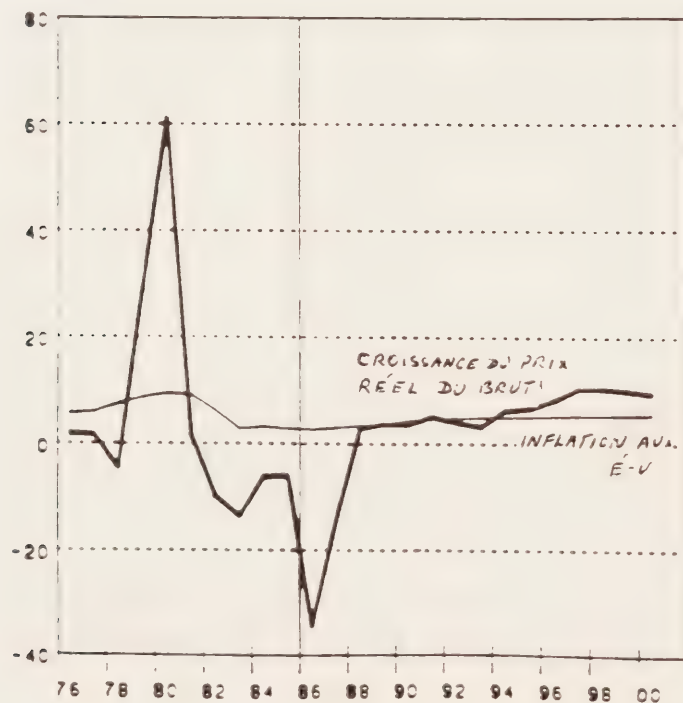
Quota
Production



PRÉVISION DU PRIX DU PÉTROLE BRUT MONDIAL
SELON L'HYPOTHÈSE DE BASE
(PRIX EN \$ PAR BARIL)



TAUX DE CROISSANCE ANNUELLE : INFLATION AUX É.-U.
ET PRIX RÉELS DU PÉTROLE BRUT



MARCHÉS MONDIAUX DU PÉTROLE : LA CHUTE DANS LE VIDE

Après avoir atteint un niveau record en novembre, le prix moyen du pétrole brut a baissé de moitié. Le prix du marché du West Texas Intermediate est passé de 32 \$ à 12 \$ environ et pourrait baisser sous les 10 \$ d'ici à ce que les choses se stabilisent. En fait, on peut même se demander si les marchés finiront par se "stabiliser" d'ici un an ou deux. La cause profonde de ce nouveau malaise est que l'Arabie Saoudite, en appliquant ses politiques antérieures, était arrivée à bout de ressources et, qui plus est, à bout de patience.

Si l'OPEP a réussi à maintenir les prix aux alentours de 28 à 34 \$ ces dernières années, c'est surtout parce que l'Arabie Saoudite a consenti les difficiles coupures de volume nécessaires. De tous les pays de l'OPEP l'Arabie Saoudite a été celui dont la production a fluctué le plus. Toutefois, le fardeau a fini par devenir trop lourd, même pour les Saoudiens.

Il est à peu près impossible de faire des prévisions à court terme sur les marchés en raison du vent de panique qui souffle actuellement. Le prix du marché du pétrole brut semble inexorablement entraîné vers les 10 \$ ou moins. Les opérateurs financiers continuent d'observer le phénomène sans arriver à croire que les Saoudiens aient poussé les choses aussi loin. Par ailleurs, cette panique n'est pas sans motifs logiques.

Elle découle du fait irréfutable que le prix d'équilibre se situe, à très court terme et de façon temporaire, aux alentours de 5 \$ le baril. Il se pourrait bien d'ailleurs que les prix du marché atteignent ce niveau, mais ce ne serait sans doute pas pour longtemps. Le raffermissement de la position saoudienne influe toutefois fortement sur l'humeur du marché. L'intransigence et le désespoir des autres producteurs ont aussi un poids considérable. Personne ne prend l'initiative de réduire sa production, mais il est arrivé que les tendances du marché aient fait chuter les ventes parce que les prix n'avaient pas été réduits assez vite pour demeurer compétitifs. En fait, l'hypothèse de la "spirale de la mort" trouve de plus en plus de confirmations.

On accepte graduellement la réalité des nouveaux bas prix. Les pays producteurs autres que l'Arabie Saoudite qui espéraient raffermir les prix en formant une nouvelle coalition dans le but de réduire la production de pétrole perdent rapidement espoir. Par conséquent, certains producteurs tentent maintenant d'accroître leur production pour compenser les pertes de revenu résultant de la chute des prix, ce qui a pour effet de faire baisser ceux-ci encore davantage. On peut raisonnablement s'attendre à ce que les prix atteignent les 5 \$ à 10 \$, mais il est impossible de prévoir le moment et le chiffre exacts. Tout dépend de l'humeur du marché, qui dépend à son tour de l'offre et de la demande. Personne ne peut savoir ce que nous réserve l'avenir.

La chute des prix selon la perspective saoudienne

L'effritement récent de l'OPEP servira sans doute à illustrer ce genre de phénomène dans les années à venir. Les interventions et les temporisations de l'OPEP ont fait terriblement monter les prix en 1979 et 1980. Quand ce deuxième choc des prix s'est produit, le monde n'était pas encore entièrement remis du premier choc du début des années 1970. L'OPEP et, en fait, une bonne partie du reste du monde n'avaient toutefois pas prévu les très longs temps de réaction de l'offre et de la demande, qui ont accru la pression au chapitre de la production de l'OPEP bien après que les prix ont eu commencé à baisser. C'est ce processus qui a fini par briser la fragile coalition des membres de l'OPEP et par faire perdre patience à l'Arabie Saoudite. Comme il fallait s'y attendre, les membres moins favorisés de l'Organisation ont été les premiers à tricher pendant que leurs partenaires plus forts regardaient ailleurs. Avec le temps, cependant, de plus en plus de membres de l'OPEP ont été forcés de tricher. A la fin, l'Arabie Saoudite s'est trouvée seule pour absorber les baisses de production, puisque la plupart des autres pays avaient déjà adopté une forme quelconque de fixation des prix en fonction du marché. Au bout du compte, les Saoudiens n'avaient plus guère de raisons de défendre leurs prix, car ils avaient très peu de pétrole à vendre.

A l'été de 1985, les Saoudiens exportaient en moyenne 2 millions de barils par jour à 27 \$ le baril environ, soit 54 millions de dollars par jour seulement. Si les prix devaient tomber à 8 \$ le baril, les Saoudiens pourraient toujours exporter 9 millions de barils par jour, ce qui leur rapporterait 72 millions de dollars par jour. L'important n'est pas tant l'allocation de la production mondiale de pétrole comme l'allocation des revenus de cette production. Quand le prix du pétrole baisse de moitié, tous les producteurs, qu'ils soient membres ou non de l'OPEP, subissent une perte proportionnelle de revenu, du moins au début. Tel n'était évidemment pas le cas des diminutions de volume des dernières années qui touchaient seulement les membres de l'OPEP et plus particulièrement l'Arabie Saoudite.

La chute des prix selon la perspective des autres pays

Depuis un certain temps, l'Arabie Saoudite joue un dangereux jeu de "poule mouillée" avec les autres producteurs de pétrole de l'OPEP et d'ailleurs. Ce jeu ressemble au scénario d'un film classique des années 1950 mettant en vedette James Dean. Voici de quoi il s'agit : Deux voitures roulent à vive allure vers les bord d'une haute falaise. Le premier conducteur qui applique les freins perd la partie. De même, le premier producteur qui freine sa production de pétrole perd des revenus. Mais, si personne n'applique les freins, les prix et les deux producteurs se retrouvent au bas de la falaise. Pour gagner, il faut que l'"autre" cède.

Dans au moins douze des "épreuves préliminaires" ou mini-versions de ce jeu auxquelles elle a participé au cours des dernières années, l'Arabie Saoudite a été perdante. En d'autres termes,

l'Arabie Saoudite a toujours réduit sa production en dernier ressort pour éviter une chute des prix. Il n'est donc pas surprenant que les autres producteurs se soient attendus à ce qu'elle cède une fois de plus. Mais elle ne l'a pas fait, et les deux voitures, et tous les prix, se trouvent maintenant en chute libre dans le vide.

Les autres pays producteurs ne se sont pas rendu compte que l'Arabie Saoudite se trouvait maintenant dans une position telle au haut de la falaise que la chute lui paraissait la meilleure solution. Si, dans nos prévisions récentes, nous avons tenu compte de l'indifférence à court terme des Saoudiens à l'égard d'une réduction draconienne des prix, nous avons accordé trop d'importance au conservatisme avéré de l'Arabie Saoudite et à ses positions face à plusieurs questions politiques.

A quoi peut-on s'attendre maintenant du côté des prix?

Si nous reprenons notre analogie, les voitures, c'est-à-dire les prix, continueront de tomber jusqu'à ce qu'ils atteignent le fond du gouffre. Dans le cas des prix du pétrole, il faudra sans doute attendre un marché totalement "équilibré" dans lequel le prix dicte l'allocation du volume parmi les producteurs en fonction des coûts marginaux de production. Dans ce cas, les prix se stabiliseraient à 5 \$ environ le baril, à condition qu'il n'y ait aucune intervention politique. A ce prix, la demande mondiale de pétrole augmenterait de 2 à 3 millions de barils par jour, notamment au chapitre du fuel-oil résiduel. L'actuelle production retenue de l'OPEP, qui s'établit à quelque 10 millions de barils par jour, serait entièrement utilisée. De 7 à 8 millions barils de pétrole d'autres sources devraient donc être retenus. A ce prix, la production de l'Alaska devrait être retenue en entier, sauf pour un mince filet qui servirait à alimenter le pipeline, tout comme plus de 2 millions de barils de pétrole produits chaque jour au-dessous du 48^e parallèle. La plus grande partie de la production de la mer du Nord devrait être retenue, tout comme les 1 à 2 million(s) de barils produits chaque jour ailleurs dans le monde. Ce scénario est toutefois fort improbable et ce, pour plusieurs raisons. D'abord, si les prix baissaient sous les 10 \$, beaucoup de producteurs cesseraient toute production bien avant que les coûts marginaux ne les y forcent, simplement parce que la possibilité d'un tel bas prix serait insoutenable. Car, comme toute ressource non renouvelable, un baril vendu aujourd'hui ne peut plus être vendu demain; les prix d'aujourd'hui sont donc en partie fondés sur les prix anticipés pour les années à venir.

De plus, les répercussions politiques d'une telle chute des prix seraient si importantes qu'il faudrait certainement s'attendre à une forme quelconque d'intervention à ce niveau. Même si les prix se stabilisaient aux alentours de 15 à 20 \$ le baril, on ne connaît pas encore tous les effets d'une telle baisse sur le système bancaire mondial, sur l'équilibre politique entre le monde libre et le monde communiste et sur l'économie des états et des pays producteurs. De plus, si les prix tombaient sous les 10 \$, il

faudrait tenir compte des changements politiques probables en plus d'évaluer les effets économiques pertinents. Pensons à la fragile économie mexicaine, ou au secteur de l'exploration et de la production aux États-Unis, déjà en mauvaise posture, et à son incidence sur l'économie de certaines régions clés. Si les prix baissaient davantage, les États-Unis seraient obligés de trouver une solution à ces deux problèmes et de réévaluer la théorie du "libre marché" du pétrole actuellement en faveur. Si les prix devenaient inférieurs à 15 \$, il faudrait envisager sérieusement l'application d'une taxe d'importation et une forme de traitement de faveur pour le Mexique (peut-être sous forme d'achats additionnels de pétrole stratégique de réserve au prix du marché) et peut-être pour d'autres producteurs de l'hémisphère occidental. En fait, même si les prix se stabilisaient aux alentours de 15 à 20 \$, il y a de fortes chances qu'une taxe sur les importations de pétrole soit imposée d'ici un an. Il est également possible qu'on fasse payer des taxes additionnelles sur l'essence et sur l'énergie en général.

En résumé, l'Arabie Saoudite est, du point de vue strictement économique et à court terme seulement, à peu près indifférente aux fluctuations de prix. A notre avis, elle aimerait voir les prix se stabiliser aux alentours de 20 à 25 \$ le baril parce qu'une baisse rapide des prix accroît les risques de représailles par l'Iran et l'éventualité de taxes d'importation dans les pays utilisateurs. En outre, la chute des prix aura aussi des effets néfastes sur l'économie saoudienne d'ici un an ou deux. A l'heure actuelle, cependant, les Saoudiens semblent à très court terme plus attachés au principe qu'à leurs revenus. Avec seulement 4,5 millions de barils par jour à 15 \$ le baril, leur situation en 1986 est à peine moins brillante que lorsqu'ils produisaient 3 millions de barils par jour à 27 \$. Quoi qu'il en soit, les Saoudiens ne devraient pas produire beaucoup moins que 4 millions de barils par jour en 1986, quels que soient les prix. Ils ne cèderont pas les premiers.

Reste à savoir ce que feront les douze autres membres de l'OPEP et les sept autres exportateurs importants qui n'ont guère été pressés jusqu'ici d'emboîter le pas à l'Arabie Saoudite. Quand ils se rendront compte que l'Arabie Saoudite n'a pas l'intention de céder, les autres producteurs feront face à un choix difficile : (a) coopérer en matière de réductions, (b) ne pas coopérer mais du moins refuser de vendre en-deçà de 10 à 15 \$, ou (c) voir les prix descendre à 10 \$ ou moins. A notre avis, les autres pays membres de l'OPEP devraient coopérer, tandis que certains producteurs refuseront de vendre sous un certain prix.

Enfin, si les autres pays producteurs ne limitent ni les prix ni la production, et si les prix semblent vouloir descendre à 10 \$ ou moins, les États-Unis imposeront probablement une taxe d'importation, tout en accordant un traitement de faveur au Mexique. Bref, les consommateurs et les producteurs américains ne devraient pas subir les effets d'un prix inférieur à 15 \$ même si le prix mondial du pétrole atteignait 10 \$ ou moins.

L'OPEP est-elle morte?

Depuis déjà plusieurs années, les pays membres de l'OPEP s'efforcent de défier la "loi de la gravité économique" en maintenant les prix du pétrole dans les 30 \$. Il semble maintenant que la gravité ait repris ses droits. Les conséquences de la récente chute des prix tant pour l'économie mondiale que pour la situation de l'énergie à long terme sont énormes. Alors que les avantages pour l'économie mondiale sont non négligeables, les planificateurs et les décideurs évoluant dans le domaine de l'énergie n'ont pas vu leur travail facilité pour autant par la chute des prix. En fait, le risque de complaisance à l'égard de la situation du pétrole vient de connaître une augmentation radicale. Comme disait récemment un analyste : "Il est très difficile de tirer parti d'un surplus de pétrole sans le faire disparaître."

Politique VS forces du marché : le passé

Les forces du marché et les forces politiques ont toutes deux joué un rôle capital dans l'évolution des prix du pétrole depuis un siècle. Les quotas de production récemment établis par l'OPEP ne constituent que la dernière en date d'une longue série d'interventions de l'État au niveau des contrôles de production, des quotas d'importation et d'autres interventions de nature politique de la part de divers agents.

Le processus politique exerce une influence puissante sur le marché, lequel agit à son tour avec force sur le processus politique. Il est improbable que ce mode de détermination conjointe des prix du pétrole prenne fin de sitôt. On peut concevoir un scénario suivant lequel l'évolution des prix du pétrole a été caractérisée par une alternance de la dominance politique à certaines périodes et de la dominance économique à d'autres. La concentration des réserves pétrolières crée une situation d'instabilité fondamentale. Un prix déterminé politiquement tendra à semer les germes de son propre anéantissement, tandis qu'une solution apportée par le jeu du marché favorisera l'établissement de prix qui causeront une lente concentration des excédents de production, ce qui ouvrira la porte à une nouvelle intervention politique.

Avoir présumé de la permanence du contrôle et de la dominance de l'OPEP sur le marché constituait, rétrospectivement du moins, une sérieuse faute de logique. Celle-ci s'explique peut-être par la place exagérée qu'a prise dans les consciences l'indéniable concentration des ressources entre les mains de l'OPEP et par une grave sous-estimation de la prépondérance et du caractère aveugle de la cupidité humaine.

Politique VS forces du marché : l'avenir

La géologie pétrolière du monde établit les règles élémentaires de fonctionnement. Les actuelles réserves pétrolières prouvées sont de l'ordre de 30 ans et il reste encore beaucoup de pétrole à

découvrir. Les réserves prouvées et les gisements potentiels les plus économiques sont toutefois massivement concentrés dans une région du monde, soit le Proche-Orient. Même si l'on fait abstraction de la volatilité politique inhérente à cette région, une telle concentration de réserves peu coûteuses crée les conditions idéales de l'émergence d'une situation de cartel.

Comme on a pu le constater au cours des quinze dernières années, les conditions du marché fluctuent à la hausse et à la baisse, phénomène qui modifie le degré de concentration du contrôle exercé sur la capacité de production actuelle. En 1979, tous les producteurs sauf l'Arabie Saoudite fonctionnaient effectivement à capacité, ce qui signifie que le baril marginal de production était contrôlé par un agent unique. Dans le marché d'aujourd'hui, la réduction de la "demande" adressée à l'OPEP étale cette responsabilité sur une base très large, parce que la capacité excédentaire est trop grande pour pouvoir être absorbée par un producteur unique. Cet étalement a pris une telle ampleur que les tentatives récentes pour maintenir ou rétablir la discipline de la production en cartel se sont soldées par des échecs. En conséquence, les forces du marché ont, au moins pour un temps, pris le dessus. Cette évolution récente est la conséquence directe de la mauvaise administration du prix par le "cartel". La leçon que l'OPEP est susceptible d'avoir tiré de cette situation est que si un cartel fixe un prix trop éloigné de ce qui constituerait un prix raisonnable sur le marché, il met en branle le processus qui au bout du compte lui fera perdre le contrôle.

La concentration géographique du pétrole mondial n'a pas changé avec les difficultés économiques actuelles de l'OPEP. Le pétrole d'autre origine reste coûteux à trouver. La baisse des prix du pétrole entraînera la reprise graduelle de marchés jadis perdus. Avec le temps, elle entraînera inévitablement une nouvelle concentration du contrôle de la production. Il s'ensuit que la possibilité du maintien futur d'un prix de cartel prend place parmi les réalités incontournables. Il ne faut pas en déduire que les agents de contrôle gèreraient forcément les prix comme ils l'ont fait dans le passé. On peut supposer qu'ils auront compris la leçon apprise de 1979 à 1986. De même, si la concentration des ressources et des producteurs permet de "toucher" tant soit peu des rentes de monopole, il est difficile d'entrevoir la constitution d'un marché parfaitement libre.

PERSPECTIVES DE L'ÉNERGIE AUX ÉTATS-UNIS

La perspective des prix de l'énergie s'est modifiée considérablement ces derniers mois. Pour résumer, la dégringolade des prix du pétrole a créé une nouvelle base pour les prix de toutes les formes d'énergie. DRI estime actuellement que les prix mondiaux du pétrole se stabiliseront autour de 15 \$ d'ici à 1987. Nous nous attendons à ce que ce niveau de prix réel se maintienne jusqu'en 1990. Le resserrement de l'offre et l'accroissement de la demande commencent à faire monter les prix dans le courant des années 1990; on pourrait assister à une très forte croissance des

prix à la fin des années 1990. Nous prévoyons que le prix du pétrole brut en l'an 2000 s'établira à 67 \$ le baril en dollars non millésimés.

Dans cette perspective, les prix du gaz naturel sont, par le jeu de la concurrence, soumis à une pression croissante. Bien que l'industrie du gaz ait créé un système de fixation des prix plus souple, sa capacité de faire face à la chute des prix du pétrole dépend de la renégociation de contrats. Les prévisions actuelles indiquent que, pour que le gaz reste concurrentiel à court terme face aux prix d'autres combustibles sur les marchés industriels et de production d'électricité, il faudra que se produise une combinaison des facteurs suivants dans chaque région :

- o Redistribution des coûts entre les catégories de consommateurs.
- o Baisse des coûts d'acheminement et de distribution, tant en dollars courants qu'en dollars constants.
- o Baisse radicale des prix à la tête de puits.

Bien qu'on s'attende à ce que la baisse des prix à la tête de puits ait un effet dévastateur sur l'activité de forage, la capacité excédentaire de livraison des États-Unis et du Canada maintiendra les prix dans la frange inférieure jusqu'au début des années 1990. Au-delà, le resserrement de l'offre entraînera une escalade des prix du gaz, qui augmenteront alors plus rapidement que ceux du pétrole.

Les prix du charbon devraient également se ressentir de la trajectoire descendante du prix du brut. Comme le pétrole représente une fraction non négligeable du coût variable de la production et du transport du charbon, il devrait arriver que certains coûts associés au charbon baissent automatiquement. Ce dernier phénomène, combiné à la perspective de croissance nulle pour le charbon, continuera de forcer la renégociation de contrats anciens qui étaient assortis de prix élevés. Avec la reprise de la demande à la fin des années 1980, les prix du charbon se remettent également à monter.

Les prix de l'électricité reflètent également le rajustement à la baisse de la base des prix de l'énergie. Les projections indiquent que le prix moyen de l'électricité devrait chuter de 5 p. 100 cette année et rester ensuite à son nouveau palier au cours des cinq prochaines années. Bien qu'on s'attende à ce que l'industrie de production d'électricité accroisse son utilisation de pétrole et de gaz au cours des dix prochaines années, le passage soutenu à l'utilisation du charbon contribuera à long terme à limiter la hausse des prix de l'électricité aux seules augmentations attribuables à l'inflation.

La perspective des prix de toutes les formes d'énergie peut se résumer comme suit : baisse, tant en dollars courants qu'en dollars constants, au cours des deux prochaines années, suivie d'une période de cinq ans caractérisée par des augmentations inférieures

au taux de croissance de l'inflation, qui débouchera sur une diminution continue en dollars corrigés de l'inflation.

Enfin, au cours de la période allant de 1990 jusqu'à l'an 2000, les prix du pétrole et du gaz devraient augmenter à un rythme notablement plus rapide que l'inflation, les prix du charbon et de l'électricité, pour leur part, n'augmentant que suivant le taux d'inflation.

**PERSPECTIVE DES PRIX A COURT TERME
(EN DOLLARS NON MILLÉSIMÉS)**

	1985 ----	1987 ----	1990 ----
Pétrole brut importé \$/baril	27 \$	16 \$	20 \$
Acquisition moyenne de gaz \$/MBTU	2,94	1,59	1,94
Prix du combustible- compagnies d'électricité \$/MBTU			
Combustible résiduel	4,06	2,54	3,15
Gaz naturel	3,46	1,99	2,49
Charbon	1,62	1,59	1,65

**LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ A COURT TERME DIMINUERONT
DANS PRESQUE TOUTES LES RÉGIONS, PRINCIPALEMENT EN RAISON DE LA
BAISSE DES COÛTS DU COMBUSTIBLE**

	Fraction représentée par le coût du combustible		Prix moyen de l'électricité	
	-----	-----	-----	-----
	1985	1987	1985	1987
Nouvelle-Angleterre	2,05	1,38	8,17	7,78
Middle Atlantic	2,00	1,52	7,69	7,21
South Atlantic	1,81	1,68	5,86	5,88
East North Central	1,68	1,53	6,14	6,26
West North Central	1,44	1,36	5,69	5,82
East South Central	1,61	1,38	4,97	5,17
West South Central	2,52	1,72	6,56	5,31
Mountain 1	1,35	1,19	5,30	5,67
Mountain 2	1,92	1,44	7,19	7,23
Pacific 1	0,32	0,10	3,75	3,50
Pacific 2	1,69	0,91	6,17	5,70
États-Unis	1,78	1,42	6,14	5,90

Jusqu'à l'horizon 1990, le prix moyen de l'électricité pour l'ensemble des États-Unis, en dollars non millésimés, se situe à peu près au même niveau qu'en 1985.

**DRI - PRÉVISION DE LA CROISSANCE RÉELLE DES PRIX
(% ANNUEL) SELON L'HYPOTHÈSE DE BASE**

	1985-1990 -----	1990-2000 -----
Pétrole brut	- 9 %	7 %
Combustible résiduel	- 8 %	6 %
Prix moyen du gaz à la tête de puits	- 11 %	8 %
Gaz pour industrie	- 9 %	7 %
Charbon pour électricité	- 3 %	1 %
Prix moyen de l'électricité	- 3 %	- 0,5 %

PERSPECTIVE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ A COURT TERME

- o La baisse des prix du pétrole laissent entrevoir une croissance économique de plus de 3 p. 100 jusqu'en 1987-1988.
- o Baisse des prix réels de l'électricité.
- o La baisse des prix du pétrole et de la valeur du dollar favorise une reprise solide des industries du raffinage et pétrochimiques et un rendement meilleur que celui observé récemment dans le cas des autres secteurs industriels à forte consommation d'électricité.
- o Les ventes totales d'électricité devraient se tenir pratiquement à la hauteur de la croissance réelle du PNB - de l'ordre de 3 p. 100 en moyenne pour les trois prochaines années.

LA CAPACITÉ NUCLÉAIRE ET HOUILLÈRE AUGMENTE FORTEMENT EN 1985-1988

	Capacité régionale en gigawatts			
	Nucléaire		Charbon	
	1985	1988	1985	1988
	----	----	----	----
Nouvelle Angleterre	4,3	6,6	2,6	2,6
Middle Atlantic	11,9	15,7	24,6	24,9
South Atlantic	18,4	21,6	64,2	66,8
East North Central	15,0	19,4	81,5	82,6
West North Central	5,7	5,7	36,4	37,6
East South Central	8,4	10,8	38,7	38,7
West South Central	2,8	7,2	29,4	32,4
Mountain 1	0,3	0,3	17,7	20,3
Mountain 2	1,3	3,8	9,4	10,1
Pacific 1	3,1	3,1	1,9	1,9
Pacific 2	<u>4,6</u>	<u>5,7</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
Total*	75,8	101,0	306,5	318,1
	25,2 gigawatts de plus		11,6 gigawatts de plus	

*Le total peut ne pas correspondre, certains chiffres ayant été arrondis.

CADRE DE PLANIFICATION DES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ

- o Cadre de planification le plus difficile.
- o Les approvisionnements en pétrole et en gaz seront amples et les prix seront faibles.
- o Et le pétrole, et le gaz empiéteront à la périphérie des marchés du charbon.
- o Le risque non négligeable du prix absolu du pétrole s'effondre si les Saoudiens poussent la production au maximum, auquel cas le pétrole et le gaz pourraient atteindre de 5 \$ à 10 \$ équivalent pétrole--Le prix du charbon présente une baisse concomitante qui est toutefois largement supplantée par celle du pétrole et du gaz dans ce cas.
- o La forte croissance de la charge commence à susciter des préoccupations à l'égard de la capacité.
- o Les "ponctions" d'ordre réglementaire des dernières années se sont soldées par une réticence à envisager des options à plus long terme et à coûts en capital élevés. La modernisation des installations pétrolières et gazières désuètes semblera très intéressante.
- o Contrebalancé par de sérieuses préoccupations à l'égard de la croissance de la demande de pétrole de l'OPEP et la possibilité de croissance accrue des prix du pétrole.
- o L'effondrement du forage indique un resserrement probable de la balance gazière des États-Unis. Mais le marché américain est maintenant indissociable du marché canadien. L'intensification de l'effort de vente canadien prolongera jusqu'à la fin des années 1980 la pression à la baisse sur la totalité du marché canado-américain du gaz.

MARCHÉS DU GAZ NATUREL A COURT TERME

- o La chute des prix du pétrole, les propositions récentes de la FERC et la nouvelle politique dynamique de la fixation du prix du gaz canadien laissent toutes entrevoir une transformation continue des marchés du gaz naturel. Si les prix du pétrole se maintiennent aux alentours de 15 \$, la pression à la baisse sur le gaz sera considérable.
- o La source de pression la plus immédiate sera constituée par les compagnies d'électricité dotées d'une importante capacité pétrolière inutilisée. Les utilisateurs industriels dotés de la capacité d'utiliser les deux formes d'énergie constitueront la deuxième source. La troisième source sera constituée par le gaz canadien retenu, qui est maintenant affecté d'un prix susceptible d'en favoriser l'écoulement.
- o A un prix de 15 \$ pour le combustible résiduel correspond un prix ultime sur le marché en équivalent gaz de 2,50 \$/MBTU. Cela signifie que les prix à la tête de puits pourraient dans certains cas descendre au-dessous de 1,50 \$ et que le prix moyen stipulé au contrat approchera de 1,50 \$ en 1987.

MARCHÉS DU GAZ NATUREL A COURT TERME

- o La chute des prix du pétrole signifie que sur la plupart des marchés, le prix moyen du gaz fixé par le système n'est pas compétitif face à celui des combustibles résiduels.
- o L'acceptation de l'ordonnance 436 de la FERC est maintenant la seule ligne de conduite viable pour la plupart des pipelines s'ils veulent éviter d'importantes chutes de production.
- o La pression à la baisse sur les prix sera absorbée à tous les points de la chaîne de livraison du gaz.
 - o Les producteurs seront forcés d'accepter des prix moindres pour les transactions d'acheminement et de faire face à une pression soutenue sur les ventes par contrat nouveau ou renégocié effectuées dans le cadre du système.
 - o Les prix ultimes sur le marché administrés par les organismes locaux de réglementation seront forcés de faire la part des pressions concurrentielles exercées par les utilisateurs bien pourvus en pétrole, ceci afin d'éviter les pertes à la production qui auraient une incidence négative sur les prix à la consommation résidentielle/commerciale.
- o Enfin, les pipelines, entre les deux, verront le volume d'acheminement par contrat prendre une expansion rapide. Et les taux d'acheminement et les tarifs du gaz fixés par le système seront forcés de s'adapter aux pressions exercées aux deux extrémités de la canalisation.

DEMANDE D'ÉNERGIE A LONG TERME AUX ÉTATS-UNIS

	10 ¹⁵ BTU			Croissance annuelle en pourcentage 1985-1990	Croissance annuelle en pourcentage 1990-2000
	1985	1990	2000		
<u>Résidentielle/ commerciale</u>					
Pétrole	2,6	2,8	2,5	1,5	- 1,1
Gaz naturel	7,1	7,5	7,0	1,1	- 0,7
Charbon	0,2	0,2	0,2	--	--
Électricité	5,0	5,8	7,1	3,0	2,0
	14,9	16,3	16,8	1,8	0,3
<u>Industrielle</u>					
Pétrole-matière première	3,1	3,4	4,0	1,9	1,6
Pétrole-combustible	4,7	5,1	6,1	1,8	1,8
Gaz naturel	7,0	7,8	6,5	2,2	- 1,8
Charbon	2,9	3,3	4,1	3,1	2,1
Électricité	2,9	3,5	4,8	3,8	3,2
<u>Transport</u>					
Essence	12,8	13,4	12,1	0,9	- 1,0
Combustible d'aviation	2,5	2,8	3,1	2,3	1,0
Autres produits du pétrole	4,2	4,6	6,2	1,8	3,0
Gaz naturel	0,5	0,5	0,5	--	--
	20,0	21,3	21,9	1,3	0,3
<u>Compagnies d'électricité</u>					
Pétrole	1,0	1,4	2,3	7,0	5,1
Gaz naturel	3,2	3,1	4,1	- 0,5	2,8
Charbon	14,7	16,2	22,0	2,0	3,1
Nucléaire	4,2	6,1	6,3	7,9	0,4
Hydro/autres	3,5	4,6	5,3	5,6	1,4
	26,6	31,4	40,0	3,3	2,5
Moins électricité rés./commer./ ind.					
	7,9	9,3	11,9	3,3	2,5
Énergie totale - É.-U.					
	74,2	82,8	92,3	2,2	1,1
PNB réel (en milliards de dollars de 1972)					
	1752	2067	2718	3,4	2,8
Énergie par unité du PNB					

PERSPECTIVES RELATIVES A L'ÉNERGIE
AUX ÉTATS-UNIS ET EN NOUVELLE-ANGLETERRE

LE COMITÉ INTERNATIONAL DU NORD-EST SUR L'ÉNERGIE
"L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990"

10 AVRIL 1986

STEPHEN A. SMITH
PREMIER VICE-PRÉSIDENT
DATA RESOURCES, INC.

CLIMAT GÉNÉRAL AU CHAPITRE DE L'ÉNERGIE

o Prix mondiaux du pétrole

De 15 à 20 \$ jusqu'en 1990

De 20 à 32 \$ de 1990 à 1995

De 32 à 65 \$ d'ici l'an 2000

o Économie américaine

Tendance de la croissance : 3 p. 100 du PNB réel pour la période de 1995 à l'an 2000

o Économie de la Nouvelle-Angleterre

Tendance de la croissance : de 0,1 p. 100 à 0,2 p. 100 plus forte que dans l'ensemble des États-Unis.

PRINCIPALES TENDANCES AU CHAPITRE DE L'ÉNERGIE AUX ÉTATS-UNIS DE
1985 A L'AN 2000

- o Les effets des mesures de conservation continueront de se faire sentir. La croissance annuelle totale au chapitre de l'énergie primaire sera de 1,5 p. 100, soit la moitié du taux de croissance du PNB réel
- o La plus grande partie de la croissance au chapitre de l'énergie viendra de l'électricité
 - croissance annuelle au chapitre de l'électricité : 2,8 p. 100
 - croissance annuelle au chapitre des autres combustibles : 0,8 p. 100
- o Les prix réels de l'électricité devraient baisser de 1,4 p. 100, en moyenne par année, alors qu'ils ont monté de 2,2 p. 100 de 1975 à 1985
- o A court terme, les prix du gaz naturel utilisé par les services publics et par l'industrie baisseront considérablement pour se maintenir au niveau des prix du pétrole, peu élevés, puis suivront la remontée de ceux-ci dans les années 1990
- o Il y aura une forte croissance des importations de gaz canadien (capacité excédentaire de livraison en Amérique du Nord pendant 4 ou 5 ans)
- o L'hésitation des services publics américains d'accroître leur capacité de charge de base pourrait obliger à prendre des mesures à court terme si la croissance au chapitre de l'électricité suit celle du PNB réel

TENDANCE AU CHAPITRE DE L'ÉNERGIE EN NOUVELLE-ANGLETERRE
DE 1985 A L'AN 2000 (Page 1)

- o En Nouvelle-Angleterre, durant la plus grande partie des dix dernières années, les prix de l'électricité ont dépassé les prix moyens aux États-Unis de 2 cents le kW/h (\$ de 1985). Cet écart devrait être réduit de moitié dans les années à venir.
- o Au cours des dix dernières années, le prix du gaz domestique en Nouvelle-Angleterre a dépassé la moyenne américaine de 2 \$ par million de BTU (\$ de 1985). Cet écart devrait être réduit de moitié au cours de la prochaine décennie.
- o En Nouvelle-Angleterre, la proportion des maisons chauffées au pétrole est passée de 70. p. 100 en 1973 à 55 p. 100 à l'heure actuelle et continuera de baisser pour atteindre les 40 p. 100 en l'an 2000.
- o L'électricité et le gaz devraient prendre une part plus importante du marché du chauffage domestique en Nouvelle-Angleterre :
 - gaz : de 25 à 33 p. 100
 - électricité : de 14 à 21 p. 100

TENDANCES AU CHAPITRE DE L'ÉNERGIE EN NOUVELLE-ANGLETERRE
DE 1985 A L'AN 2000 (Page 2)

- o En Nouvelle-Angleterre, la consommation domestique d'énergie est passée de 187 millions de BTU en 1973 à 112 millions en 1985
 - en gros, cette baisse est deux fois supérieure à la baisse moyenne aux États-Unis
 - les baisses à venir seront beaucoup plus modestes
- o La consommation de gaz naturel en Nouvelle-Angleterre devrait augmenter d'un tiers environ d'ici l'an 2000; par ailleurs, la consommation totale aux États-Unis demeure assez stable
- o Le gaz canadien importé devrait accroître sa part du marché de la Nouvelle-Angleterre de 10 p. 100 au moins
- o La consommation d'électricité en Nouvelle-Angleterre devrait montrer une tendance annuelle à la hausse de l'ordre de 2,9 p. 100, grâce à une assez forte croissance de l'économie régionale et à la baisse des prix réels de l'électricité
- o En Nouvelle-Angleterre, la production d'électricité par pétrole pourrait revenir au niveau de 1973 au moment où les prix du pétrole monteront en flèche si on décide de ne pas utiliser plus de charbon dans la production, ni d'importer davantage du Canada

RÉSUMÉ

- o La Nouvelle-Angleterre sera dotée d'une économie relativement forte et connaîtra une augmentation appréciable de ses besoins en énergie au cours des quinze prochaines années
- o L'électricité sera la source d'énergie qui connaîtra la croissance la plus rapide
- o Selon toute probabilité, les prix du pétrole augmenteront considérablement à peu près au moment où les besoins en matière de production d'électricité forceront le retour à l'emploi du pétrole, mais
- o Une certaine combinaison alliant installations au charbon supplémentaires et accroissement des importations d'énergie du Canada devrait constituer une option beaucoup plus intéressante que le pétrole
- o La demande de gaz naturel en Nouvelle-Angleterre sera en expansion; le Canada est en bonne position pour tirer profit de cette croissance

Tableau 1 : Prix des combustibles
des compagnies d'électricité
Dollars de 1985 par million
de BTU

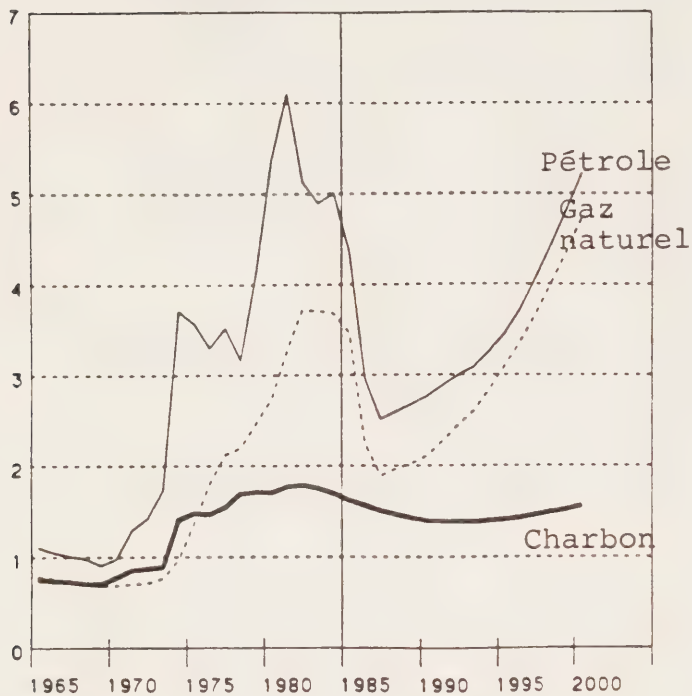


Tableau 3 : Prix moyen de
l'électricité aux É.-U.
Cents de 1985 par kW/h

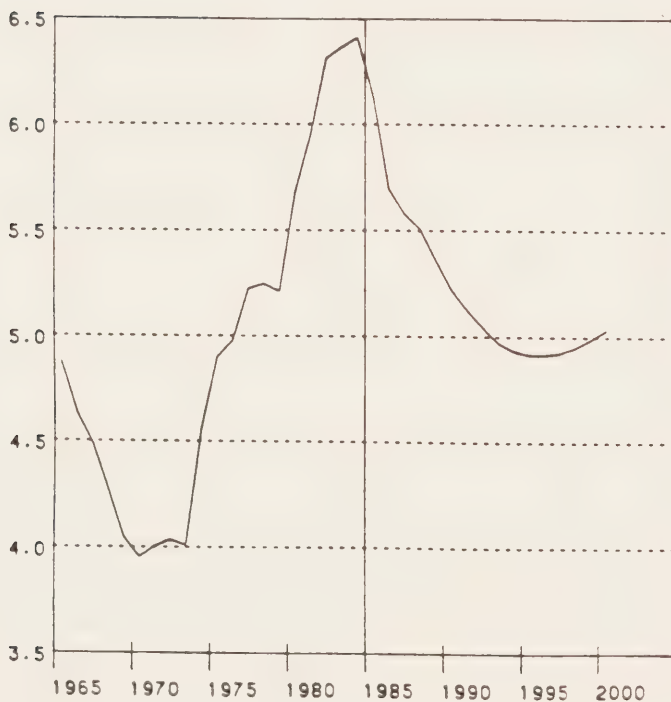


Tableau 2 : Taux d'intérêt et
déflateur implicite des
prix aux É.-U. 91

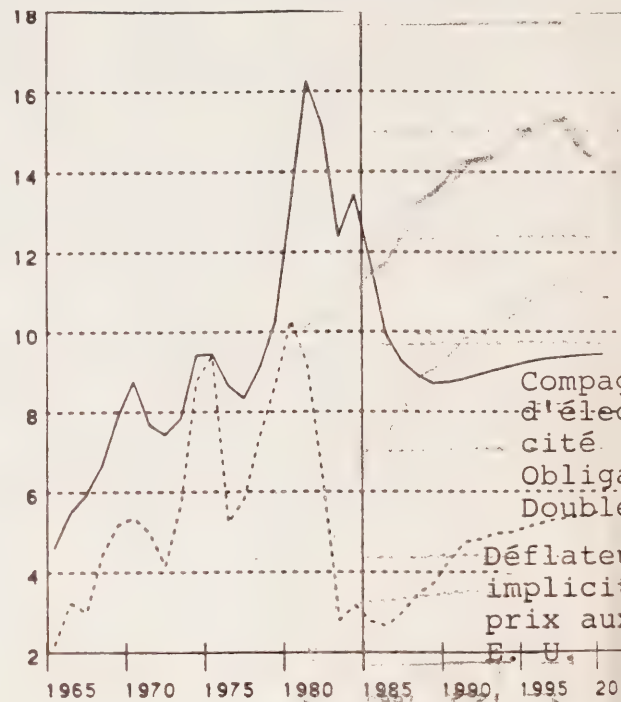


Tableau 4 : Demande énergétique aux É.-U.

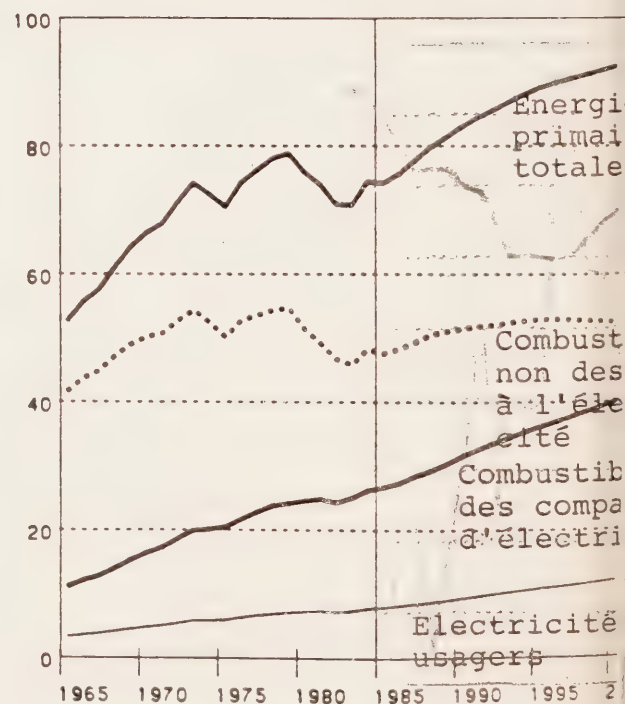


Tableau 5 : Intensité énergétique
Milliers de BTU par dollar
de 1972 - PNB

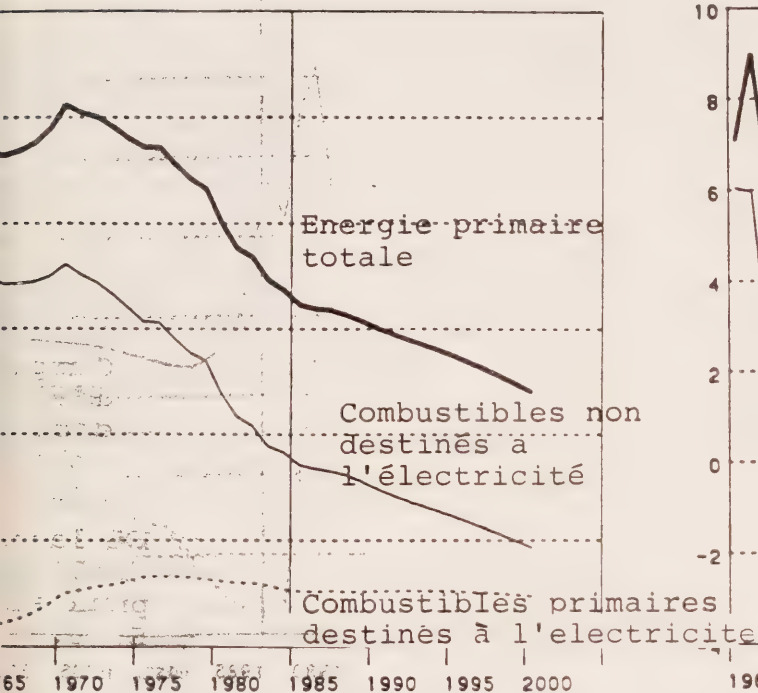


Tableau 6 : Variation annuelle
du PNB réel et de la
consommation totale
d'électricité aux É.-U.

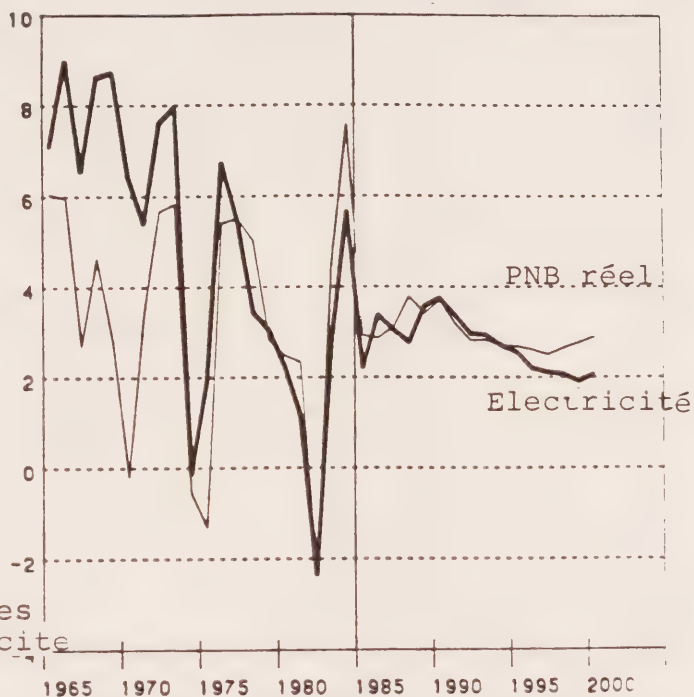


Tableau 7 : Prix réels de
l'électricité VS taux de
variation dans le rapport
de l'électricité au PNB
réel

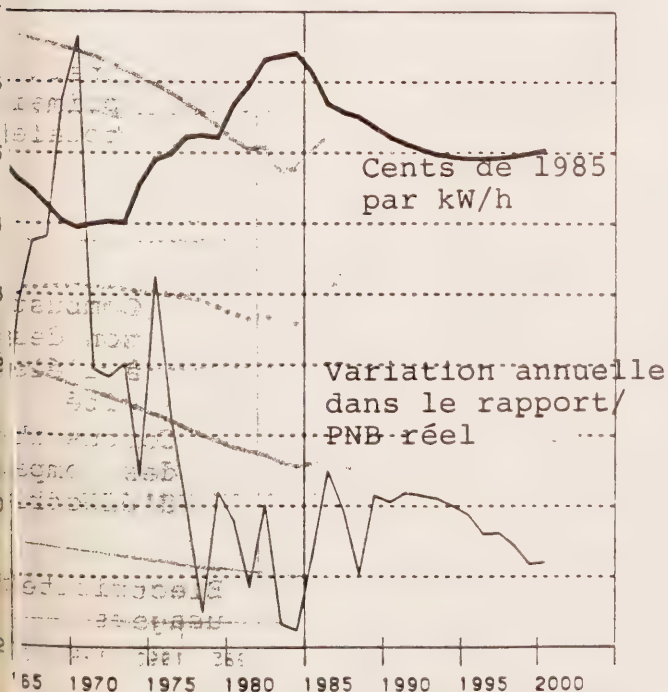


Tableau 8 : Prix moyens de
l'énergie de consommation
résidentielle aux É.-U.

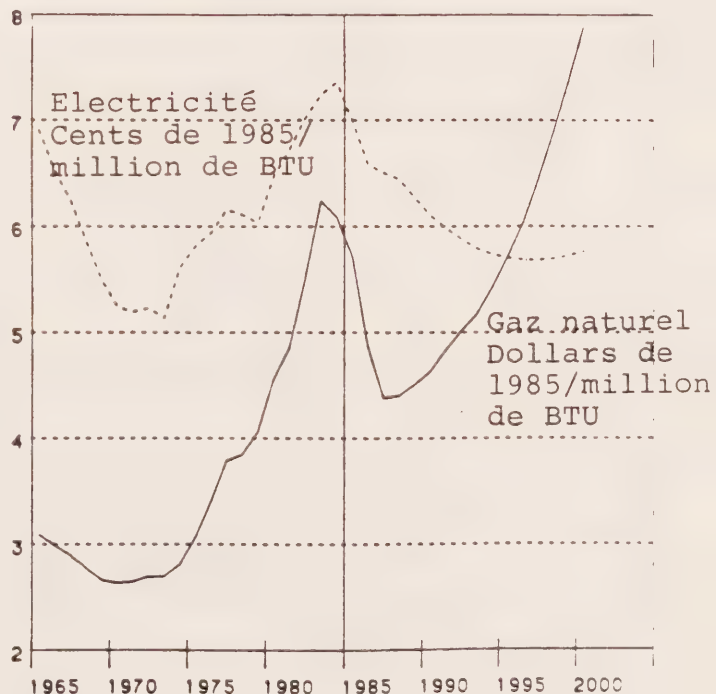


Tableau 9 : Parts moyennes de l'énergie destinée au chauffage domestique aux É.-U.

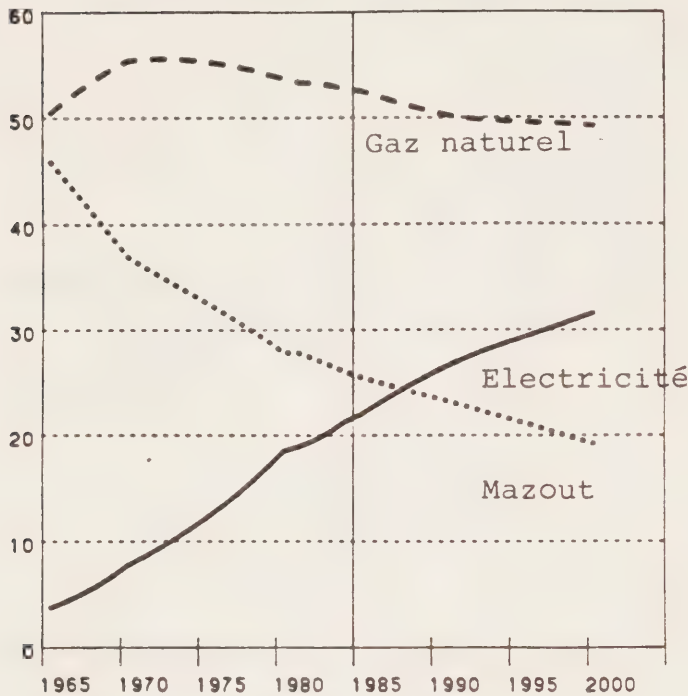


Tableau 11 : Nouvelle-Angleterre VS É.-U.
Parts de l'énergie destinée au chauffage domestique

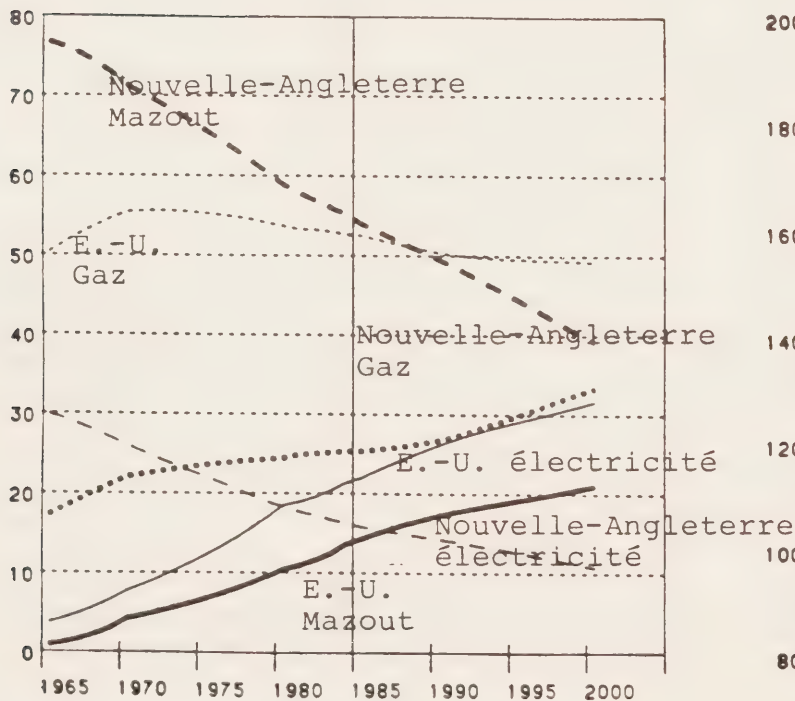


Tableau 10 : Prix de l'énergie résidentielle É.-U. VS Nouvelle-Angleterre

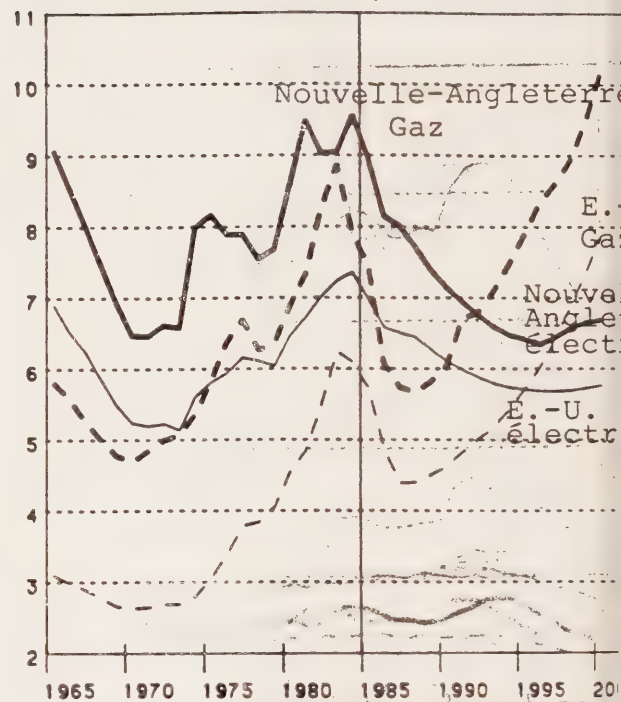


Tableau 12 : Nouvelle-Angleterre VS É.-U.
Énergie résidentielle par foyer
Millions de BTU par foyer

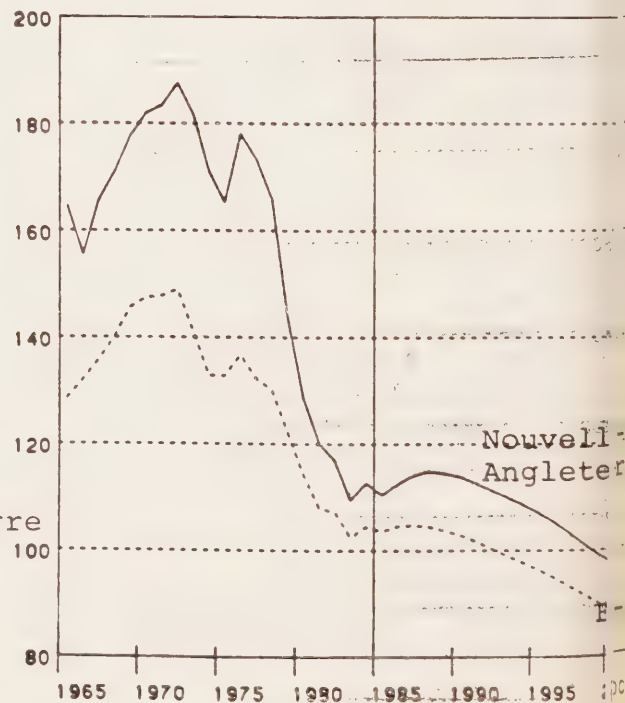


Tableau 13 : Consommation sectorielle
de gaz naturel aux É.-U.
Milliards de pieds cubes

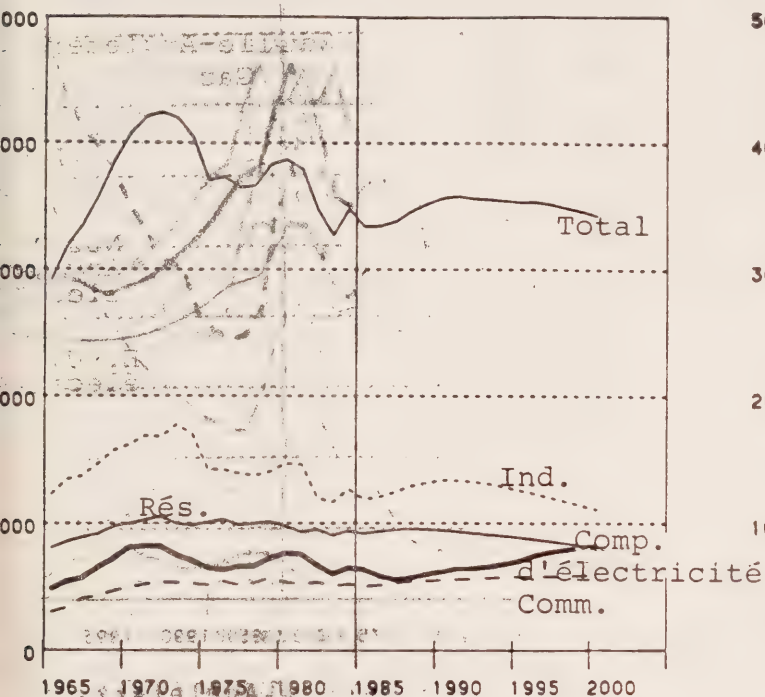


Tableau 15 : Importations de gaz
naturel canadien par région
aux É.-U.
Milliards de pieds cubes

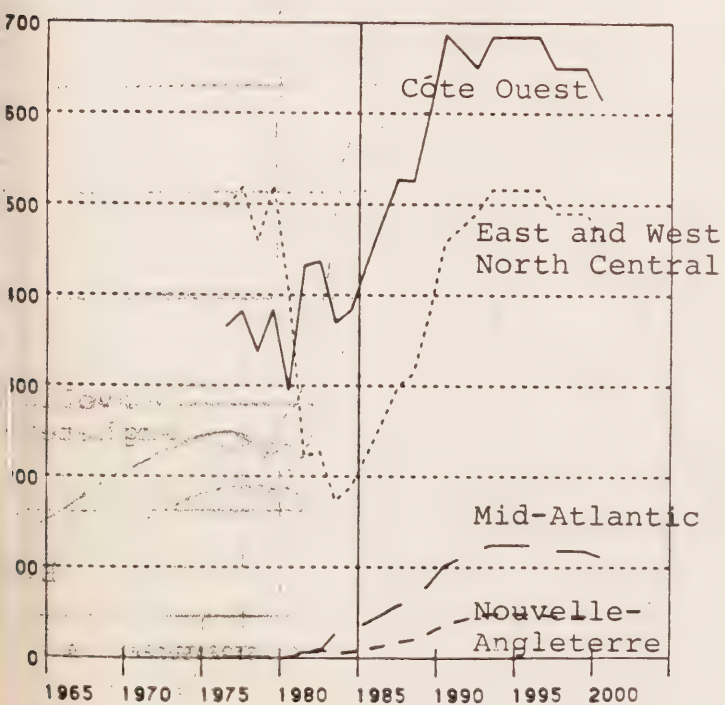


Tableau 14 : Consommation
sectorielle de gaz
naturel en
Nouvelle-Angleterre
Milliards de pieds
cubes

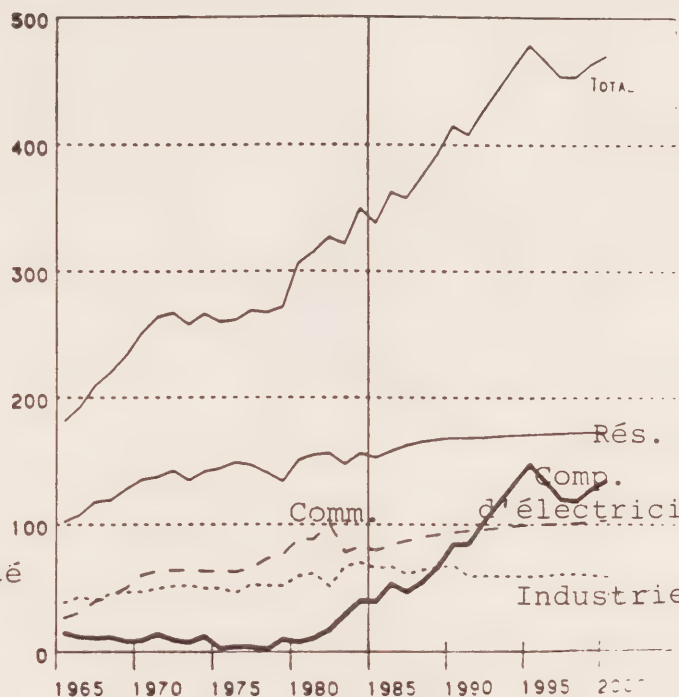


Tableau 16 : Croissance de
la consommation
d'électricité
Variation annuelle en
pourcentage

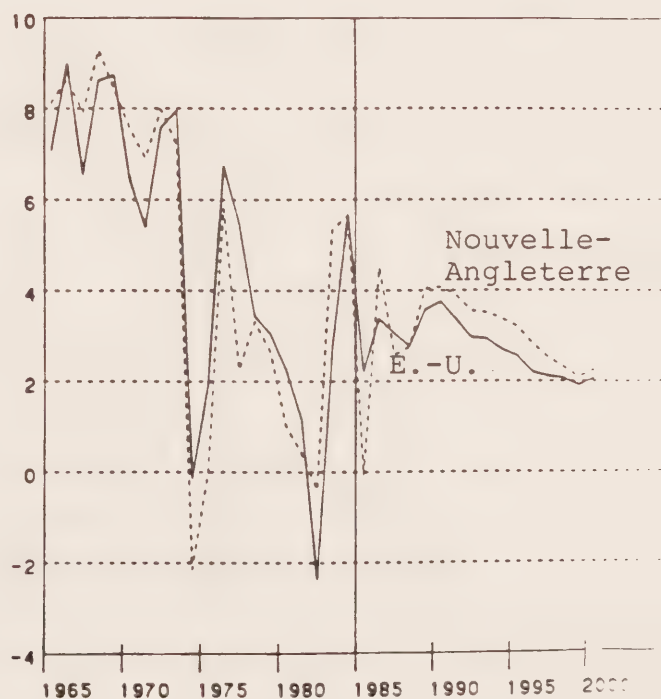


Tableau 17 : Production d'électricité par source d'énergie aux É.-U.

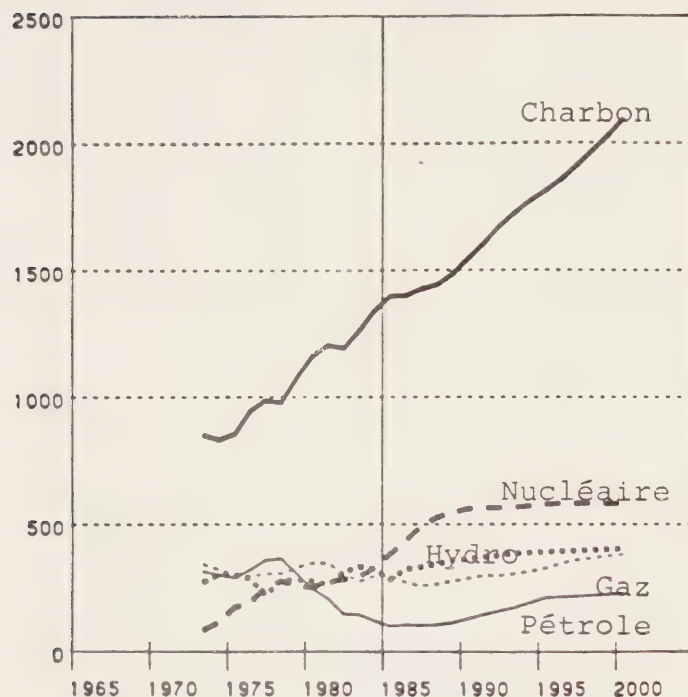


Tableau 18 : Importations d'énergie canadienne en Nouvelle-Angleterre VS production de la Nouvelle-Angleterre - Milliards de kW/h

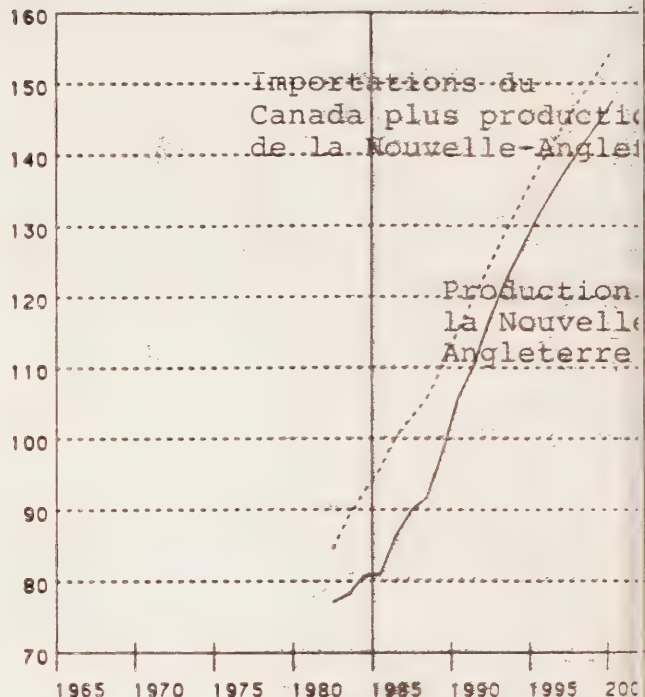
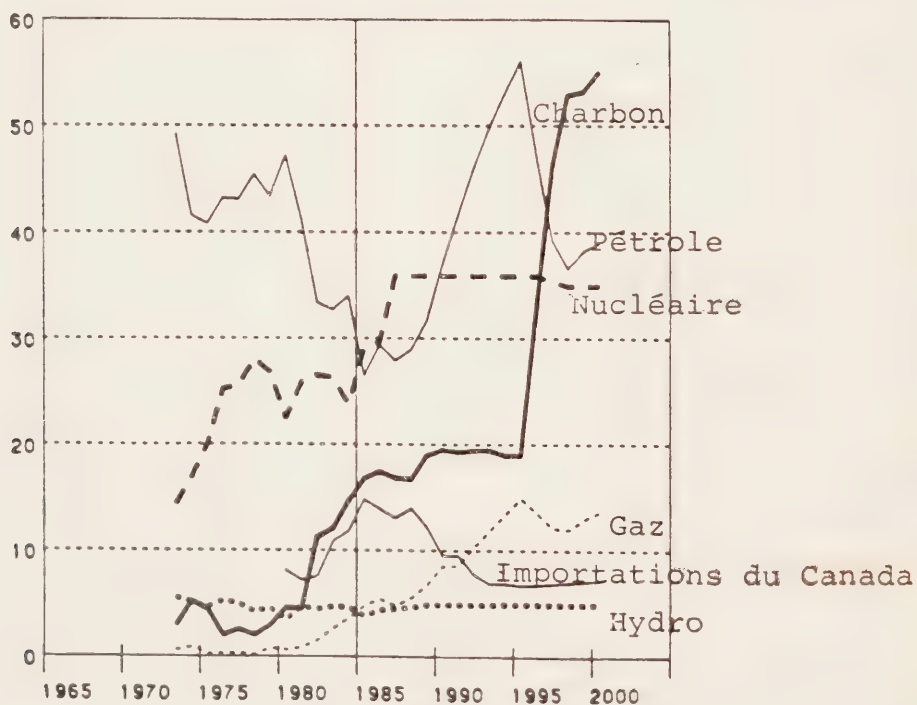


Tableau 19 : Production d'électricité de la Nouvelle-Angleterre par source d'énergie



C
Z 4
C 52

Document: 850-33/007

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Electricity in the Northeast in the 1990's
How to Take Advantage of Regional Complementarities

Georges Lafond

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

NOTES FOR AN ADDRESS BY

GEORGES LAFOND, C.A.
EXECUTIVE VICE PRESIDENT - EXTERNAL MARKETS
HYDRO-QUÉBEC

ELECTRICITY IN THE NORTHEAST IN THE 1990'S:
HOW TO TAKE ADVANTAGE OF REGIONAL COMPLEMENTARITIES

GIVEN BEFORE THE
NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY

LE CHATEAU FRONTENAC
QUÉBEC CITY
APRIL 9-10-11, 1986

1900

[Faint handwritten notes]

INTRODUCTION

I am pleased and honored to be here today to compare notes with my good friend Bob Bigelow of New England Electric on the theme of:

Electricity in the Northeast in the 1990s

Question: How can we best take advantage of regional complementarities?

Answer: Interconnect with Québec!

I believe I have provided a perfectly good answer to the question in three words and I could call it quits right now - but I know you expect me to expand on the theme of complementarity, so I will start by saying this. For me, the concept of complementarity is the other side of the coin of the concept of disparity.

If we want to find out how best to take advantage of the things that Northeastern Canada and the Northeastern U.S. have in common, a good way to begin is to look at the ways in which they are different.

We differ in terms of language and accent; but the way we speak has nothing to do with the value of the kilowatthours we trade.

Because we in Québec are closer to the north pole, we have a time-honored tendency to need more power during the winter, whereas New England peaks in summer.

The Province of Québec is the largest of the ten provinces in Canada by area and the second largest by population. About 26% of all the people living in Canada live in Québec, mainly squeezed into a narrow band in the south of the province. In

contrast, New England is about ten times smaller than Québec in area. Its population is more than double that of Québec and is relatively spread out. This causes a crucial difference between the two regions: you in New England can locate your generation facilities close to your consumption centres, but we in Québec are having to build our turbines farther and farther away from our meters.

Québec is served by one single utility, Hydro-Québec, which has one regulating body, its government and owner. On the other hand, the six states of New England are served by some 87 privately-owned utilities.

In 1985, Hydro-Québec owned and controlled an installed capacity of over 28,000 MW, and Québec's per-capita consumption was almost 17,000 kWh. New England's installed capacity is around 22,000 MW and its 1985 per-capita consumption was half of Québec's, at almost 8,000 kWh.

Despite all those diverse characteristics, the most significant and fundamental disparity which ties our regions together is that in 1985, 96% of Hydro-Québec's production was hydroelectric, whereas less than 5% of New England's was hydroelectric. In addition, as our latest development plan indicates, all new generating capacity installed in Québec during the coming decade will be hydroelectric.

These, in summary, are some of the disparities between Québec and New England. The curious thing about these disparities is that they are at the same time complementarities. Our two regions depend on each other and need each other to make the best economic use of our natural assets in the best economic interest of our customers.

Hydroelectric energy from Québec is an attractive source of supply for its neighbors, who depend largely on thermal generating stations to meet their energy requirements.

At present, Hydro-Québec is selling surplus production to neighboring systems to replace some of the output from their coal- and oil-fired power stations. In the longer-term, however, given the growth in internal demand in Québec, these surpluses will diminish and are expected to disappear by the end of the century.

For this reason, if Hydro-Québec wishes to ensure continuity of supply for its external markets in the future, it has to evaluate the market in neighboring systems and look seriously at the possibility of bringing forward certain planned hydroelectric construction projects. This involves looking at the economic benefits of such sales, at the carrying capacity of its interconnections existing and under construction, and, finally, at the advantages of new interconnections.

In a nutshell, we have to consider the needs of the market, how best to package the product, the tools that are needed, and the prospects for the future. Those are the four points I intend to cover in the rest of my speech. I would add in passing that, unfortunately, from now on I will have to get a little technical!

MARKET NEEDS

The energy requirements of Hydro-Québec's neighbors in Canada and the U.S. are mainly supplied by output from oil- and coal-fired, nuclear and hydroelectric generating stations. For some time to come, new nuclear power stations and increased use of existing oil-fired power stations will not only be sufficient to meet these needs, but will continue to create power surpluses.

However, demand will continue to progress, and these surpluses will gradually diminish as the end of the century approaches. New sources of

generation will become progressively more necessary. Given the high operating costs of fossil-fired and nuclear production and the economic advantage of hydroelectricity, Hydro-Québec envisages that its future role will be to fulfill some of this need for new production.

Basing its figures on the forecasts of neighboring systems, Hydro-Québec estimates that from now to the end of the century these neighboring systems will generate a total of 85 TWh per year from oil and will need about 5,000 MW of additional capacity.

These estimates may however be conservative ones. While the oil-replacement market is unlikely to change significantly, the market for filling energy shortfalls is less predictable. However, if demand growth in neighboring systems is strong, this projected capacity requirement of 5,000 MW could reach almost 11,000 MW by the year 2000. Beyond that point, load growth is expected to be higher.

A number of options are available to neighboring systems apart from importing electricity from Québec. These include intensifying their conservation and consumption-management measures; increasing the installed capacity of private producers; cogeneration; building new base-load coal, natural-gas, and nuclear power stations; and purchasing electricity from neighbors other than Hydro-Québec.

It is of course up to them which of these options they choose to adopt. We at Hydro-Québec envisage our role in the picture to be the dual one of supplying energy to replace oil-based generation and of providing installations in lieu of new base-load generating facilities on neighboring systems.

New Base-Load Substitution Market

Figure 1 shows the needs for new base-load generating stations of Hydro-Québec's Canadian and U.S. neighbors from 1994 to 2001. New England is the region where demand will be greatest. This projection is based on assumptions made by our neighbors' own forecasts of their demand growth rates, consumption management measures, cogeneration, and electricity imports.

The market in Canada is mainly one of substituting for new nuclear generating stations. However, new base-load power stations built in the U.S. would probably be coal-fired, given the costs of oil-fired generation and the costs and uncertainties associated with new nuclear facilities there. Hydro-Québec thus considers that its most useful role could be to substitute its hydroelectricity for the production of such coal-fired stations.

Oil-Replacement Market

A major portion of the output of systems adjoining Hydro-Québec's will continue to depend on existing oil-fired generating stations until the year 2000. From now until then, obsolete oil-fired power stations will be dismantled and coal-fired power stations will be added. It is anticipated that after the year 2000, in view of the volatility of its price, oil will gradually diminish as a generation source and will disappear from the electric-power scene in about 2015.

However, the oil-replacement market between now and the year 2000 is a significant one. This market is shown in Figure 2, which illustrates the total projected output in TWh by energy source of American and Canadian systems neighboring Hydro-Québec's from 1986 to 2015. The section to the year 2000 is based on these systems' estimates, while the remaining section from 2000 to 2015 is a Hydro-Québec extrapolation. As you can see, the major portion of the output is nuclear and hydroelectric. Coal and oil occupy a significant position until about the year 2000, at

around which time oil begins to tail off and the need for new base-load generating stations become significant.

I have already mentioned that between now and the year 2000, the potential oil-replacement market is expected to be 85 TWh per year. However, in view of the operating constraints of electric-power systems, a portion of this oil generation cannot be replaced. One of the limiting factors is the need to maintain a minimum of generation locally, either to ensure the rapid restoration of load, to maintain voltage levels, or to continue to produce steam for industrial purposes. Since generation from oil is largely concentrated in the daytime, in some cases to a relatively small number of hours per year, it could not be totally replaced by base-load hydroelectric equipment which by nature works 24 hours a day all year round. The oil-generation market that could usefully be replaced by Québec hydroelectricity is about 40 TWh per year.

So, to summarize our perception of the market to which we can address ourselves within this timeframe, we anticipate that neighboring systems will need some 5,000 MW of new base-load capacity and could replace about 40 TWh per year of oil-fired production by generation from a more economical source.

PACKAGING THE PRODUCT

If Hydro-Québec exports are to substitute for new base-load generating stations in neighboring systems, the sales contracts will have to be for relatively long periods, from 15 to 30 years. If we are to make such contracts and continue to satisfy growing demand in Québec, the commissioning of new hydroelectric developments in Québec will have

to be brought forward in time to make extra energy available for export.

The development of hydroelectric sites in Québec is governed by a number of factors. One is the fact that Phase II of the La Grande Complex near James Bay can be brought on line relatively quickly and inexpensively because all the infrastructure was put in place during the building of Phase I in the 1970s. La Grande Phase II will therefore be the first project to be developed in the future. It is important to note however that subsequent projects will be more expensive to develop, particularly as it could prove necessary to build simultaneously at a number of geographically separate sites.

At the beginning of the life of fixed-term export contracts, energy is available to satisfy both domestic and export needs. During the life of the contract, however, domestic needs grow and new sources of generation have to be found. This concept is illustrated in Figure III, which projects the need to anticipate the construction of the next five projects in Hydro-Québec's installations plan according to two hypothetical scenarios. These projects, in order of construction, are La Grande Phase II, Ste-Marguerite, Grande Baleine, La Romaine, and Nottaway-Rupert-Broadback (NBR).

The figure shows two hypothetical sales contracts. The first is for 2,000 MW and lasts 15 years from 1995 to 2010. This contract would mean bringing ahead the construction of La Grande Phase II, Sainte-Marguerite, Grand-Baleine, and La Romaine, but would not require early construction of the NBR complex. It assumes that the output of the least expensive project, La Grande Phase II, would have to be reallocated to meet Québec needs from 2002 to 2005, then Sainte-Marguerite, and so on. As you can see, the contract would terminate at about the time the output of La Romaine becomes needed in Québec.

The second hypothetical sales contract is for 7,000 MW lasting 15 years from 2000 to 2015. As can be seen from the figure, such a contract would

mean that all the projects would have to be constructed more or less simultaneously, including NBR. In addition, if growth in the demand in Québec turns out to be greater than anticipated, then the construction of the more expensive projects will have to be brought even farther forward than planned.

To recap, the hydroelectric projects next in line for development are attractive to all parties involved, and remain so when compared with the costs of building and operating new coal-fired plants in the United States and new nuclear plants in Canada.

TOOLS

The tools of electric-power exporting are of course interconnections. Figure IV illustrates Hydro-Québec's projected interconnection capacity with its neighbors in 1990. Exchange capacity with New England and New York is 2,275 MW and 2,600 MW respectively, almost three times that with New Brunswick and Ontario which totals 1,750 MW in all.

This interconnection capacity is conditional on the solution of certain technical problems which are the focus of strenuous effort on the part of both Hydro-Québec and its neighbors.

Hydro-Québec's power system is different in nature from that of neighboring systems in that the extremely long transmission distances in Québec cause certain system stability constraints. For this reason, interconnection methods must be used that isolate the systems in such a way that disturbances on one cannot affect the other. These methods are either DC links or schemes whereby either generation in Québec is dedicated to export or loads are separated from neighboring systems and connected with generators in Québec.

Hydro-Québec has been isolating the output of certain power stations for export for some time. In addition, a portion of the output of LG-2 powerhouse will be disconnected from the Hydro-Québec system to serve a contract with NEPOOL that will become effective in 1990. In the event of a general power failure in Québec, the interconnection would not be affected.

In addition to these reliability constraints, a number of transmission bottlenecks in the United States restrict access to major consumption centres and prevent use of the maximum capacity of existing interconnections. Work is progressing on solving these transmission problems. For example, the Marcy South Project will enable full use of our transmission capacity with the New York Power Pool as of 1988. Likewise, an increase of our interconnection capacity with the New England Power Pool will necessitate the construction of a DC transmission line from Comerford, New Hampshire to Sandy Pond near Boston.

THE PROSPECTS

We at Hydro-Québec envisage the development of the electric energy importing/exporting scene in the northeastern part of our continent as having three stages, which I will now describe. I would like to emphasize that because energy needs differ by region and also, in time, these phases are bound to overlap.

First stage

From 1986 to 1995, major energy surpluses will be available in Québec for sale to its neighbors on a surplus energy basis. However, these sales of surplus energy will wane gradually, leading to a reduction in

coal-replacement sales as of 1992 and the gradual disappearance of oil-replacement sales as of 1994. During this first stage, Hydro-Québec's aim will be to maximize its revenues from the sale of its surpluses, for example by selling blocks of firm energy to protect against the unpredictable nature of surplus energy sales.

Second stage

The second stage of development of our export markets is illustrated in Figure 5. As you can see, sales of surplus energy tail off towards 1995, while sales of firm energy remain similar, and sales of firm power and energy rise sharply. This signifies that we anticipate this period to be characterized by sales of firm power in substitution for new base-load generating stations in neighboring systems. We envisage that these sales could amount to 3,500 or perhaps even 4,500 MW between 1995 and the year 2000, in contracts averaging 15 or more years in length.

We also anticipate replacing about 6.5 TWh per year of oil-fired generation on a firm basis during this period between 1995 and the year 2000.

During the second stage, optimum use will have to be made of the existing interconnections and of a few smaller interconnections that will be added. It should be noted however that sufficient margins will have to be reserved on the interconnections to dispose of occasional production surpluses that may occur as a result, for example, of a high run-off or temporary slowdown in demand in Québec, and to satisfy mutual assistance requirements between Hydro-Québec and neighboring systems.

This second stage is already on the drawing board, and, because of the lead-times involved, contracts will have to be finalized within the next two to three years.

Third stage

As far as the third stage is concerned, we envisage that given the growth in demand in Québec and in neighboring regions significant capital investment will be required, for the construction of additional interconnections of substantial length and of expensive hydroelectric projects. These investments will necessarily have a significant effect on the financial aspect of sales contracts. A financing strategy that provides greater participation by the buyer may reduce the risks and increase the attractiveness of such contracts.

As decisions probably do not have to be made in the near future on this long-term development, there is time to work together with neighboring systems to find solutions to foreseeable technical constraints, to test the feasibility of innovative financing strategies, and to look for mutually satisfactory ways of cooperating.

CONCLUSION

Ladies and Gentlemen; if we want to ensure that the needs of electricity customers in eastern Canada and the northeastern U.S.A. are met in the 1990s and beyond, now is the time to roll up our sleeves and get down to work. Despite the disparities and complementarities that link our regions, the challenges on both sides of the border are likely to be as significant and numerous as the stumbling blocks.

We have water and you have meters - but they have to be linked together. This can be achieved by professional packaging of the various forms of

our product, which can satisfy your needs at a cost that is attractive when compared to the alternatives. Moreover, these products have to be transmitted between our regions, with the economic blessing of our respective regulators and the technical blessing of our operating people, without adding too greatly to the cost.

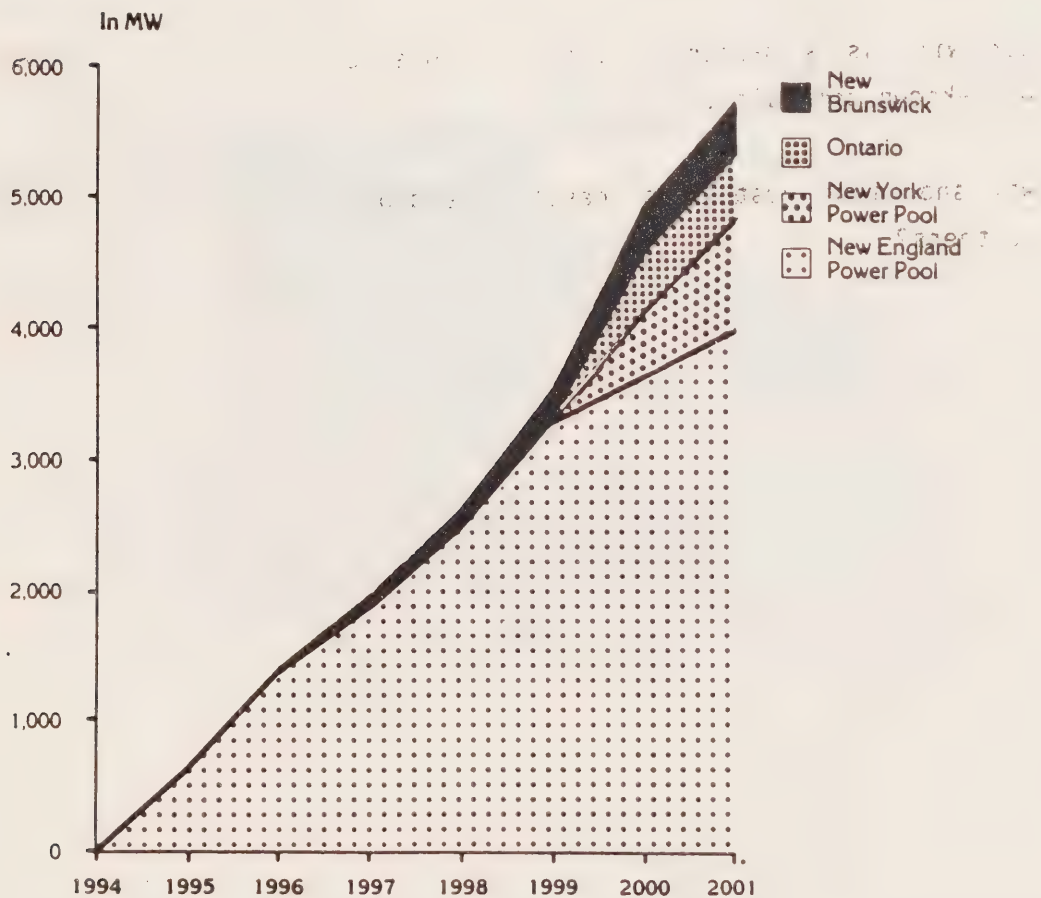
We have tried as much as possible to take account of the needs and preferences of all of our neighbors in putting together our three-stage gameplan. These stages undoubtedly overlap. But there is no doubt in my mind that these objectives can become a reality only if there is an equal degree of willingness on all sides.

Our will is a matter of public knowledge: power from the north is a well-known commodity.

Why should we just be successful neighbors when we can be successful partners?

ANNEX I

AMERICAN AND CANADIAN NEIGHBORING SYSTEMS NEEDS FOR NEW BASE-LOAD GENERATING STATIONS

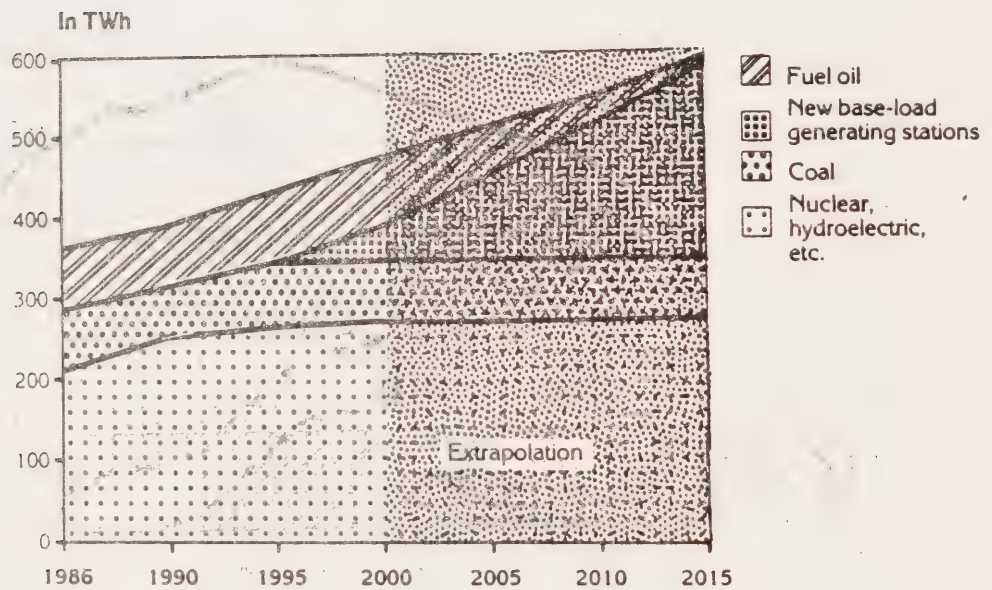


Source: Development plans from neighboring systems

ANNEX II

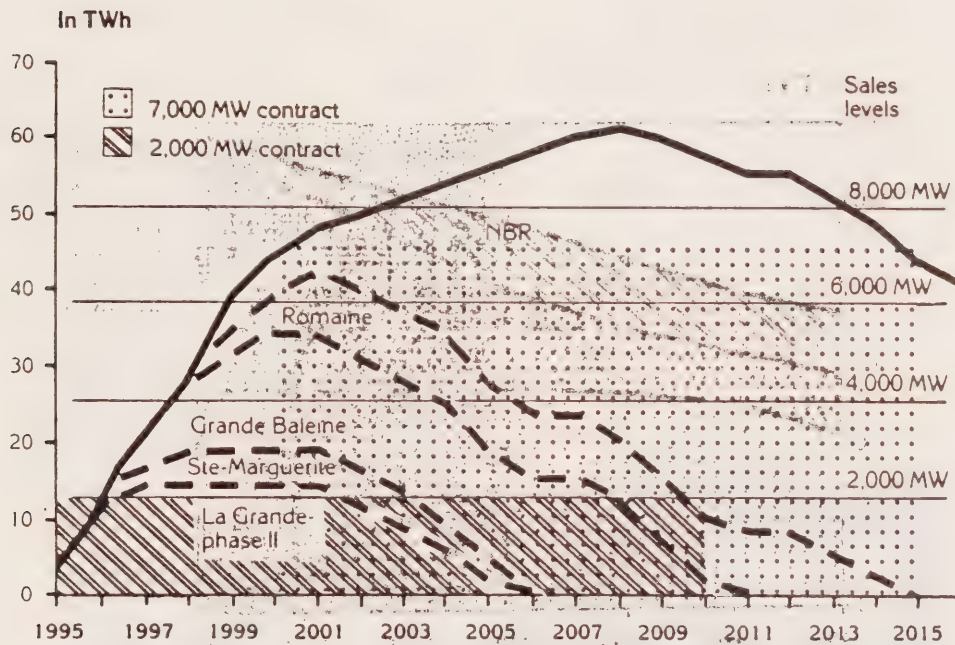
AMERICAN AND CANADIAN NEIGHBORING SYSTEMS

TOTAL OUTPUT BY ENERGY SOURCE



ANNEX III

EXPORT POSSIBILITIES BASED ON RESCHEDULING PROJECTS FOR EARLIER COMPLETION UP TO NBR AFTER SATISFYING PRIORITY NEEDS



ANNEX IV

INTERCONNECTION CAPACITY BETWEEN HYDRO-QUÉBEC AND NEIGHBORING SYSTEMS

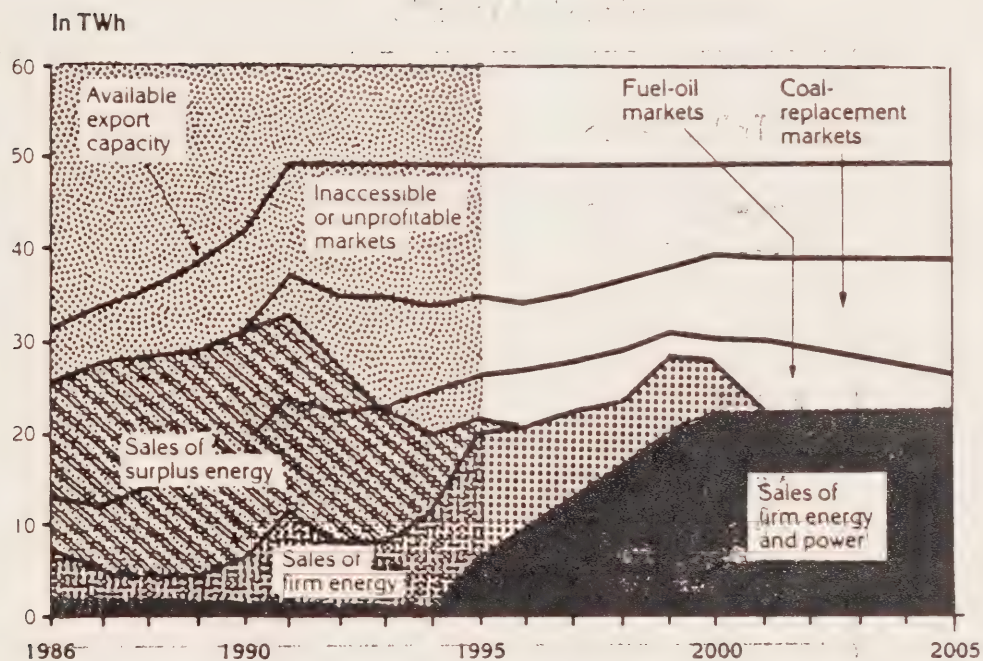
(IN MW)

NEIGHBORING SYSTEMS	HORIZON 1990
UNITED STATES	
- NEW ENGLAND	2,275
- NEW YORK	2,600 ¹
	<hr/>
	4,875
CANADA	
- NEW BRUNSWICK	1,050
- ONTARIO	700 ¹
	<hr/>
	1,750
TOTAL	6,625
<p>1 THE INTERCONNECTION CAPACITY WITH ONTARIO IS 1,500 MW AND CAN BE USED TO ITS MAXIMUM BY REDUCING THE EXPORTS TO NEW YORK STATE BY 800 MW.</p>	

ANNEX V

EXAMPLE OF THE USE OF INTERCONNECTIONS FOR THE SECOND STAGE OF DEVELOPMENT

STARTING IN 1995



1 The assumptions in this figure correspond to sales of firm power and energy of 3,500 MW. Under favorable circumstances, these sales could be raised to 4,500 MW.

CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/008

Government
Publication

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Biography of Steven Millan

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

STEVEN MILLAN

Steven Millan has more than twenty years of varied experience in the energy industry and in government. Following under-graduate and graduate studies in geology in Dublin, Ireland, he worked with major oil companies in Trinidad and in Canada.

In 1973 Mr. Millan joined the government of Newfoundland and Labrador where he held a number of energy related posts, including that of Deputy Minister of the Newfoundland Petroleum Directorate.

Mr. Millan has also worked on a number of energy aid projects funded by the UNDP, the Commonwealth Secretariat and CIDA. In these projects Mr. Millan was involved in giving technical and resource management advice to the governments of Barbados, Botswana, the British Virgin Islands, Grenada, Guatamala and Pakistan.

In September, 1983, Mr. Millan joined Petro-Canada as the Vice-President, Exploration for Eastern Canada. In this position he is responsible for the company's exploration activities in the offshore frontier areas of the East Coast of Canada as well as onshore activities in Quebec, the Maritime provinces and Newfoundland and Labrador.

At the present time Mr. Millan is responsible for Petro-Canada's exploration programs in the Frontier regions of Canada and worldwide. In addition, he is the President to Petro-Canada International Assistance Corporation which delivers petroleum related aid programs to oil importing developing nations on behalf of the Government of Canada.

April 8, 1986

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Biographie de Steven Millan

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

STEVEN MILLAN

M. Steven Millan compte plus de vingt ans d'une expérience variée acquise dans l'industrie de l'énergie et au service de l'État. Après des études de premier et de deuxième cycles en géologie à Dublin, en Irlande, il travaille pour de grandes sociétés pétrolières à Trinidad et au Canada.

En 1973, M. Millan entre au gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador où il occupe divers postes reliés à l'énergie, y compris celui de Sous-ministre responsable de la Direction générale du pétrole de Terre-Neuve.

M. Millan est aussi associé à nombre de projets d'aide en matière d'énergie, projets financés par le Programme des Nations Unies pour le développement, le Secrétariat du Commonwealth et l'ACDI. Il est ainsi appelé à fournir des services de conseils techniques et de gestion des ressources aux gouvernements de la Barbade, du Botswana, des Iles Vierges britanniques, de la Grenade, du Guatemala et du Pakistan.

En septembre 1983, M. Millan entre au service de Petro-Canada en qualité de vice-président responsable de l'exploration dans l'Est du Canada. A ce titre, il est responsable des activités d'exploration de la société dans les secteurs offshore encore inexplorés de la côte est du Canada ainsi que des activités à terre au Québec, dans les provinces Maritimes et à Terre-Neuve et au Labrador.

A l'heure actuelle, M. Millan est responsable des programmes d'exploration de Petro-Canada dans les régions éloignées du Canada et dans le monde entier. Il est en outre président de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale, organisme qui poursuit, au nom du gouvernement du Canada, des programmes d'aide relative au pétrole à l'intention des pays en développement importateurs de pétrole.

8 avril 1986

C,
Z 4
-C 52

Document: 850-33/009

Government
Publications

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Oil and Gas Supply in
Northeast North America

Steven M. Millan

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

NOTES FOR AN ADDRESS
BY
STEVEN M. MILLAN
VICE-PRESIDENT, FRONTIER AND INTERNATIONAL EXPLORATION
PETRO-CANADA

OIL AND GAS SUPPLY IN
NORTHEAST NORTH AMERICA

NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY
INTERNATIONAL ROUND TABLE

QUEBEC CITY
APRIL 10, 1986

LADIES AND GENTLEMEN:

SINCE 1973, WE HAVE ALL LEARNED THAT OIL AND NATURAL GAS CAN NO LONGER BE TAKEN FOR GRANTED. THEIR PRICE AND AVAILABILITY ARE CRITICAL TO THE WAY WE LIVE OUR LIVES. YET THEY ARE ALSO INTERNATIONAL COMMODITIES, BOUGHT AND SOLD LIKE OTHER RAW MATERIALS OR PRODUCTS, AND SUBJECT TO THE POWERFUL INFLUENCES OF VOLATILE POLITICAL AND MARKET FORCES.

COUNTRIES ALL OVER THE WORLD HAVE RECOGNIZED THAT THE TERMS UNDER WHICH THEY CAN OBTAIN AND USE ENERGY HAVE ENORMOUS RAMIFICATIONS FOR THEIR OWN ECONOMIES AND LIFESTYLES. BECAUSE OF THIS, THEY ARE ALL STRIVING TO GAIN SOME MEASURE OF INDEPENDENCE FROM FLUCTUATING WORLD MARKETS. THEY WANT A SECURE SUPPLY OF OIL AND GAS AT A COST THAT IS NOT CRIPPLING, AND A PRICE FOR THEIR CONSUMERS THAT IS REASONABLY PREDICTABLE.

HERE, IN CANADA'S EASTERN PROVINCES AND IN AMERICA'S NEW ENGLAND STATES, WE ARE IN A GOOD POSITION. FIRST, THE FACT THAT WE ARE ENGAGING IN THIS CONFERENCE IS POSITIVE IN ITSELF. WE HAVE A RECOGNITION, HERE, THAT OIL AND GAS ARE INTERNATIONAL COMMODITIES, AND WE ALSO HAVE THE POLITICAL WILL TO COOPERATE, BETWEEN PROVINCES, STATES

AND NATIONS. IT'S NOT EASY TO GET SENIOR REPRESENTATIVES TOGETHER FROM TWO COUNTRIES AND 11 PROVINCES AND STATES, TO WORK OUT SOLUTIONS TO MUTUAL PROBLEMS. I THINK, FIRST OF ALL, WE SHOULD CONGRATULATE THOSE WITH THE FORESIGHT THAT MADE THIS CONFERENCE A REALITY. BY WORKING TOGETHER WE CAN BUILD GREATER STRENGTH. WHILE WE CAN'T COMPLETELY ISOLATE OURSELVES FROM WORLD OIL MARKETS, WE CAN WORK TOWARDS PROVIDING OURSELVES WITH THE OIL AND GAS THAT WE NEED AT REASONABLE PRICES.

SECONDLY, WE ARE FORTUNATE BECAUSE WE NOW KNOW THAT WE DO HAVE THE RESERVES OF OIL AND GAS THAT WE NEED. EXTENSIVE EXPLORATION, PARTICULARLY OVER THE LAST DECADE, HAS DISCOVERED SIGNIFICANT RESERVES OF OIL AND GAS THAT CAN MEET OUR FUTURE NEEDS FOR MANY YEARS.

WHILE TODAY'S ECONOMIC CLIMATE RAISES QUESTIONS AS TO THE TIMING OF THE UNLOCKING OF THESE RESERVES, WE CAN NOW LOOK TO THE FUTURE WITH THE KNOWLEDGE OF THE OIL AND GAS THAT IS AVAILABLE TO US. WITH CAREFUL PLANNING AND APPROPRIATELY PHASED DEVELOPMENT, WE CAN ENSURE THAT OUR FUTURE WILL BE SECURE.

MY PRESENTATION TODAY WILL REVIEW JUST THAT: WHERE WE ARE TODAY IN TERMS OF ENERGY PROSPECTS OFF OUR EAST COAST. I DON'T HAVE ANY SURPRISES, OR STARTLING NEW INFORMATION. THE EAST COAST STORY HAS NOW BECOME QUITE PUBLIC, AND THE NUMBERS AND INFORMATION THAT I WILL PRESENT HAVE BEEN TAKEN FROM MATERIAL THAT HAS BEEN PREVIOUSLY STATED. WHAT I WILL GIVE YOU IS AN OVERVIEW OF WHAT EXPLORATION HAS BEEN ACHIEVED OFF THE EAST COAST, ALONG WITH A COMPENDIUM OF THE SUPPLY POTENTIAL FROM THE DISCOVERIES THAT WE HAVE MADE.

I WILL NOT MAKE ANY ATTEMPT TO LINK THIS POTENTIAL SUPPLY WITH DEMAND PROJECTIONS. DEMAND HAS BEEN ABLY DISCUSSED IN THE FIRST SESSION YESTERDAY MORNING, AND I WILL NOT REPEAT ANY OF THAT SAME MATERIAL.

EXPLORATION OFF OUR EAST COAST BEGAN OVER TWO DECADES AGO, WITH THE FIRST WELL DRILLED IN 1966 ON THE SOUTH EDGE OF THE NEWFOUNDLAND GRAND BANKS. SINCE THAT TIME ABOUT 230 WELLS HAVE BEEN DRILLED, WITH ABOUT \$6.6 BILLION BEING SPENT TO THE END OF 1985. WHILE BOTH OF THESE STATISTICS GIVE A GOOD INDICATION OF THE TREMENDOUS EFFORT AND MASSIVE EXPENDITURES THAT HAVE BEEN COMMITTED TO THIS SEARCH, WE MUST PUT THE NUMBERS INTO THE PROPER CONTEXT. THE BASINS ALONG THE

NORTH-EAST MARGIN OF OUR CONTINENT STRETCH FOR NEARLY 6 000 KM, IN A BAND UP TO 400 KM WIDE. MUCH OF THIS HUGE GEOGRAPHICAL AREA FALLS INTO HARSH CLIMATIC ZONES WHERE SEA AND SEA ICE CONDITIONS FORCE HIGH EXPENDITURES, AND PLACE STRICT LIMITS ON THE PACE OF EXPLORATION. DESPITE THE LEVEL OF EFFORT SO FAR, IT MUST BE RECOGNIZED THAT WE ARE STILL IN THE EARLY STAGE OF HYDROCARBON EXPLORATION IN THE ENVIRONS OF OUR EAST COAST.

LET ME REVIEW WHAT WE HAVE ACHIEVED SO FAR -- LOOKING AT THE REGION FROM ITS NORTHERN TO ITS SOUTHERN EXTENT.

IN THE EXTREME NORTH, LIMITED SEISMIC WORK IN THE BAFFIN BAY AREA HAS IDENTIFIED TWO PROSPECTIVE AREAS: IN LANCASTER SOUND, BETWEEN BAFFIN AND DEVON ISLANDS, AND AT HOME BAY OFF BAFFIN ISLAND'S EAST COAST. NEEDLESS TO SAY, THE CLIMATE, REMOTENESS AND ENVIRONMENTAL SENSITIVITY, PARTICULARLY IN LANCASTER SOUND, HAS RESTRICTED ANY EFFORTS TO DEFINE ANY PROSPECTS. NO DRILLING HAS TAKEN PLACE IN THE CANADIAN MARGIN OF BAFFIN BAY, THOUGH A DRILLING PROGRAM OFF GREENLAND FAILED TO FIND ANY HYDROCARBONS.

TO THE SOUTH, 31 WELLS HAVE BEEN DRILLED IN THE DAVIS STRAIT/LABRADOR SHELF AREA, WITH THE FIRST SPUDDED IN 1971. MY COMPANY, PETRO-CANADA, TOOK A PARTICULAR INTEREST IN THE LABRADOR SHELF. GIVEN A MANDATE BY THE FEDERAL GOVERNMENT OF THE TIME TO INVESTIGATE THE EXTENT OF CANADA'S FRONTIER ENERGY RESERVES, PETRO-CANADA FIRST BECAME A PARTICIPANT, AND THEN GAINED THE OPERATORSHIP OF THE LABRADOR GROUP IN 1979. OVER 9 YEARS OF EXPLORATION, THE COMPANY INVESTED NEARLY A QUARTER OF A BILLION DOLLARS, ABOUT 28% OF TOTAL INDUSTRY EXPENDITURES. SEVERAL NATURAL GAS DISCOVERIES RESULTED, THE MOST SIGNIFICANT BEING AT BJARNI, WHICH HAD A COMBINED FLOW RATE OF OVER 30 MILLION CUBIC FEET PER DAY. THE GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA ESTIMATES THE DISCOVERED RESOURCES FOR BJARNI AT 1.5 TRILLION CUBIC FEET.

WHILE WORK WAS SUCCESSFUL FROM A GEOLOGICAL PERSPECTIVE, TECHNICALLY IT WAS EXTREMELY DIFFICULT. THE PRESENCE OF SEA ICE FOR MOST OF THE YEAR LEFT ONLY A SMALL DRILLING WINDOW, AND SOME WELLS TOOK 3-4 YEARS TO COMPLETE. DEVELOPMENT PLANS FOR THE DISCOVERED RESERVES WERE TECHNOLOGICALLY COMPLEX AND VERY EXPENSIVE. WITH WORLD OIL PRICES STABILIZING AND DROPPING IN THE 1980'S THE ECONOMIC VALUE OF FURTHER EXPLORATION WAS QUESTIONED, AND DRILLING OPERATIONS WERE SUSPENDED IN 1984. THERE ARE NO FURTHER PLANS TO DRILL.

MOVING FURTHER SOUTH, SEVERAL SIGNIFICANT OILFIELDS HAVE BEEN DISCOVERED ON THE GRAND BANKS OFF NEWFOUNDLAND. ALTHOUGH EAST COAST OFFSHORE DRILLING BEGAN WITH A WELL OFF NEWFOUNDLAND, A FLURRY OF ACTIVITY IN THE LATE 1960'S AND EARLY 1970'S FAILED TO YIELD ENCOURAGING RESULTS AND ACTIVITY HAD SLOWED DOWN BY THE MID 1970'S. NO WELLS AT ALL WERE DRILLED DURING 1976 OR 1977. BUT WITH THE HIBERNIA DISCOVERY WELL IN 1979, ACTIVITY ONCE MORE GAINED SOME MOMENTUM, WITH A GEOGRAPHICAL FOCUS ON THE NEWFOUNDLAND SHELF, TO THE NORTH-EAST OF THE EARLIER WORK, IN WHAT IS KNOWN AS THE JEANNE D'ARC BASIN.

PETRO-CANADA TIMED ITS INVOLVEMENT IN THE GRAND BANKS NICELY, PARTICIPATING IN THE HIBERNIA DISCOVERY WELL AND IN A VARIETY OF OTHER DISCOVERY AND DELINEATION WELLS. IN 1983 WE GAINED OUR OWN LAND POSITION AND DRILLED THE TERRA NOVA K-08 OIL DISCOVERY. TO DATE, WE HAVE SPENT ABOUT \$750 MILLION, ABOUT ONE THIRD OF THE DOLLARS INVESTED OFF NEWFOUNDLAND SINCE 1976, AND A TOTAL OF MORE THAN 80 WELLS HAVE BEEN DRILLED THROUGH THE TWO DECADES.

SIGNIFICANT DISCOVERIES WITH DEVELOPMENT POTENTIAL INCLUDE HIBERNIA, WHITEROSE, NORTH BEN NEVIS, HEBRON, BEN NEVIS AND TERRA NOVA. ALTHOUGH COMBINED FLOW RATES

ARE QUITE VARIABLE, TEST RESULTS WERE AS HIGH AS 24,000 BARRELS OF OIL PER DAY AT THE HIBERNIA B-08 DELINEATION WELL. THE TERRA NOVA K-08 DISCOVERY TESTED COMBINED FLOW RATES OF OVER 9,000 BARRELS OF OIL PER DAY. ON PRODUCTION, THE WELL WOULD HAVE BEEN CAPABLE OF 15,000 BARRELS PER DAY. THE FOLLOW UP WELL, TERRA NOVA K-07, WHICH CAN BE REENTERED, SHOULD BE CAPABLE OF 20,000 BARRELS PER DAY ON PRODUCTION.

NEARLY 120 WELLS HAVE BEEN DRILLED IN THE MORE SHALLOW AND ENVIRONMENTALLY MORE BENIGN WATERS OFF NOVA SCOTIA. FOR ITS INVESTMENTS OF OVER \$900 MILLION, 38% OF INDUSTRY EXPENDITURES SINCE 1976, PETRO-CANADA HAS BEEN INVOLVED IN VIRTUALLY EVERY DISCOVERY. UNTIL VERY RECENTLY, ALL DISCOVERIES HAVE BEEN OF GAS AND CONDENSATE. TWO MAJOR TRENDS HAVE BEEN IDENTIFIED: THE VENTURE-THEBAUD TREND, AND FURTHER TO THE SOUTH, ON SHELL-OPERATED ACREAGE, THE GLENELG-NORTH TRIUMPH TREND. COMBINED FLOW RATES IN THE VENTURE D-23 DISCOVERY WELL REACHED 47 MILLION CUBIC FEET PER DAY. MOST RECENTLY, AS I AM SURE YOU ARE AWARE, WE PARTICIPATED IN THE COHASSET A-52 DELINEATION WELL. THIS WELL, A STEP OUT TO THE 1973 COHASSET D-52 DISCOVERY WELL, WAS VERY PROLIFIC, WITH COMBINED FLOW RATES OF ABOUT 28,000 BARRELS OF OIL PER DAY. WORK REGARDING THE ECONOMIC POTENTIAL OF THIS PROSPECT IS ONGOING.

FURTHER TO THE SOUTH, OFF THE NORTHERN U.S. COAST, SPORADIC DRILLING HAS OCCURRED SINCE THE INITIAL SHELL PROGRAM IN 1972. TO DATE, A TOTAL OF 12 WELLS HAVE BEEN DRILLED IN THE NORTHERN U.S. ATLANTIC SHELF AREA, ALL OF WHICH, UNFORTUNATELY, HAVE BEEN DRY AND ABANDONED. AS I AM SURE YOU ARE AWARE, THE RECENT RESOLUTION OF THE BOUNDARY DISPUTE IN THE GEORGES BANK AREA WILL OPEN UP SOME LAND THAT HAS BEEN HELD IN MORATORIUM PENDING RESOLUTION OF THE DISPUTE. PETRO-CANADA THINKS HIGHLY OF THE PROSPECTIVITY OF THAT ACREAGE.

NOT ALL OF THE EAST COAST WORK HAS BEEN OFFSHORE. PETRO-CANADA PARTICIPATED WITH SOQUIP IN A CAMPAIGN IN QUEBEC. FIVE WELLS WERE DRILLED, THOUGH UNFORTUNATELY WITHOUT A POSITIVE OUTCOME.

WHAT DOES ALL OF THIS EXPLORATION AMOUNT TO? FOR INVESTMENTS OF OVER \$5.5 BILLION SINCE 1976, WHAT RESERVES DO WE NOW HAVE TO WORK WITH? LET'S REVIEW ONCE AGAIN FROM NORTH TO SOUTH.

OFF LABRADOR, PETRO-CANADA ESTIMATES THAT DISCOVERED GAS RESERVES TOTAL 2.2 TRILLION CUBIC FEET, ALONG WITH SMALL QUANTITIES OF OIL. BEYOND THAT, THE GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA ESTIMATES THAT THERE IS AN AVERAGE

EXPECTATION OF POTENTIAL RECOVERABLE RESERVES OF OVER 26 TRILLION CUBIC FEET OF GAS AND OVER 800 MILLION BARRELS OF OIL. ON THE BASIS OF THESE FIGURES, WE HAVE DISCOVERED LESS THAN 10% OF THE ESTIMATED TOTAL RECOVERABLE RESERVES.

ON THE GRAND BANKS, WE ESTIMATE TOTAL DISCOVERED RESERVES OF OIL AT ABOUT 1.7 BILLION BARRELS. THIS AMOUNTS TO LESS THAN 20% OF THE GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA'S ESTIMATE OF AN AVERAGE EXPECTATION OF OVER 9 BILLION BARRELS OF POTENTIAL RECOVERABLE OIL RESERVES.

PETRO-CANADA HAS ESTIMATED THAT THE NOVA SCOTIA OFFSHORE HOLDS DISCOVERED RESERVES OF 3.2 TRILLION CUBIC FEET OF NATURAL GAS, WHILE THE GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA'S AVERAGE EXPECTATION OF POTENTIAL RECOVERABLE RESERVES IS OVER 18 TRILLION CUBIC FEET OF NATURAL GAS. AGAIN, LESS THAN 20% OF ESTIMATED TOTAL RECOVERABLE RESERVES HAVE BEEN DISCOVERED.

IN THE NORTHEASTERN UNITED STATES OFFSHORE, THE GEOLOGICAL SURVEY'S MEAN ESTIMATE OF UNDISCOVERED RECOVERABLE OIL AND GAS IS 1.4 BILLION BARRELS OF OIL AND 4 TRILLION CUBIC FEET OF NON-ASSOCIATED NATURAL GAS.

ALTHOUGH WE HAVE ONLY DISCOVERED LESS THAN 20% OF THE TOTAL RESOURCE POTENTIAL IN THESE AREAS, IT IS TO BE EXPECTED THAT WE HAVE LIKELY FOUND THE BIGGEST INDIVIDUAL POOLS, AND THAT SUBSEQUENT DISCOVERIES WILL PROBABLY BE SMALLER.

BUT, WHILE DISCOVERED AND POTENTIAL RESERVES INDICATE GREAT PROMISE, HOW WELL ARE WE SERVED IN THE MORE IMMEDIATE FUTURE? WHAT ARE THE MOST SIGNIFICANT DEVELOPMENT PROSPECTS TODAY?

BASED ON RESERVE POTENTIAL, THAT LIST HAS TO START WITH HIBERNIA. A DEVELOPMENT PLAN FOR THE FIELD HAS BEEN SUBMITTED TO GOVERNMENT AND REGULATORY AUTHORITIES, AND FISCAL, TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION CONTINUES WITHIN THE PARTNERSHIP. THE PARTNERS IN THE PROJECT HAVE OPTED FOR A FIXED, GRAVITY BASE PRODUCTION PLATFORM STRONG ENOUGH TO WITHSTAND IMPACTS FROM ICEBERGS, AND DESIGNED TO PRODUCE 150,000 BARRELS OF OIL PER DAY. THAT'S ABOUT 15% LARGER THAN THE PRODUCTION FROM THE GIANT SYNCRUDE OIL SANDS MINING PLANT NEAR FORT MCMURRAY, ALBERTA. THE CRUDE OIL WILL BE DELIVERED FROM THE PRODUCTION PLATFORM TO REFINERIES BY SHUTTLE TANKERS. AN INVESTMENT OF ABOUT \$4 BILLION WILL BE REQUIRED BEFORE PROJECT START-UP IN THE EARLY 1990'S.

IT SHOULD BE NOTED, HOWEVER, THAT LOW OIL PRICES AND UNCERTAIN FUTURE PRICING TRENDS MAKE THE ECONOMICS FOR THE PROJECT CONSIDERABLY MORE UNCERTAIN THAN WAS ENVISIONED JUST A FEW MONTHS AGO. A DECISION BY THE PARTNERS TO PROCEED WITH THE PROJECT WOULD ONLY FOLLOW CAREFUL NEGOTIATIONS WITH GOVERNMENTS ON ROYALTIES AND FISCAL TERMS.

ALSO ON THE GRAND BANKS, THE HIGH FLOW RATES AT TERRA NOVA MAKE IT AN INTERESTING PROSPECT FOR DEVELOPMENT. THE MORE LIMITED RESERVE BASE OF THE FIELD SUGGESTS THAT A FLOATING PRODUCTION SYSTEM, WHICH WOULD BE CAPABLE OF PRODUCING ABOUT 50,000 BARRELS OF OIL A DAY, WOULD LIKELY BE APPROPRIATE. THIS APPROACH WOULD HAVE LOWER CAPITAL COSTS AND BE QUICKER TO DEVELOP THAN HIBERNIA, WITH PRODUCTION POSSIBLE IN LESS THAN FOUR YEARS AFTER THE BEGINNING OF PROJECT DEVELOPMENT.

SIMILARLY, TO THE NORTH OF TERRA NOVA IS THE HUSKY-OPERATED NORTH BEN NEVIS DISCOVERY. THE OPERATOR HAS REPORTED RESERVES OF UP TO 180 MILLION BARRELS, AND THIS FIELD IS ALSO A CANDIDATE FOR DEVELOPMENT. A DEVELOPMENT PROJECT SIMILAR THAT REQUIRED AT TERRA NOVA HAS BEEN ENVISIONED, WITH A FLOATING PRODUCTION SYSTEM AND SHUTTLE TANKERS DELIVERING THE CRUDE TO REFINERIES.

THE FIELD, HOWEVER, IS IN A MUCH EARLIER STAGE OF DELINEATION THAN TERRA NOVA. THE SECOND WELL IS CURRENTLY BEING DRILLED, AND FURTHER DELINEATION WILL BE REQUIRED BEFORE THE RESERVE BASE CAN BE ESTABLISHED.

IT SHOULD BE RECOGNIZED THAT IN ALL OF THESE POTENTIAL DEVELOPMENTS ON THE GRAND BANKS, THE DIFFICULT PHYSICAL ENVIRONMENT PRESENTS CHALLENGES THAT HAVE NOT BEEN MET IN PRODUCTION SYSTEMS ANYWHERE ELSE IN THE WORLD. IN PARTICULAR, THE DANGER FROM ICEBERGS AND PACK ICE DURING MUCH OF THE YEAR PRESENTS A CHALLENGE THAT MUST BE HANDLED, AND WHICH TRANSLATES INTO HIGHER PRODUCTION COSTS.

ON THE SCOTIAN SHELF, THREE GAS FIELDS IN THE ENVIRONS OF SABLE ISLAND HAVE BEEN LINKED IN THE VENTURE PROJECT, A PROPOSAL TO EXPORT NATURAL GAS TO NORTHEASTERN U.S. MARKETS. THIS PROJECT IS MORE CONVENTIONAL IN NATURE THAN THE PROPOSALS IN MORE NORTHERLY CANADIAN WATERS. WITH NO SEA ICE AND MORE SHALLOW WATER, THE FIELDS COULD BE PRODUCED FROM STEEL-LEG PLATFORMS SIMILAR TO THOSE CURRENTLY USED IN THE NORTH SEA. AGREEMENTS HAVE BEEN SIGNED TOWARDS THE SALE OF 300 MILLION CUBIC FEET PER DAY OF NATURAL GAS TO U.S. PIPELINE COMPANIES, AND AN APPLICATION TO EXPORT THE GAS HAS BEEN FILED WITH CANADIAN REGULATORY AUTHORITIES.

TO SUMMARIZE THIS OVERVIEW, SEVERAL SIGNIFICANT DISCOVERIES OVER THE LAST DECADE PROVIDE US WITH SUBSTANTIAL RESERVES OFF OUR EAST COAST. A NUMBER OF THE DISCOVERIES HAVE BEEN LARGE ENOUGH TO WARRANT DELINEATION DRILLING, AND A FEW HAVE ENCOUNTERED SUFFICIENT HYDROCARBONS TO MAKE THEM INTERESTING PROSPECTS FOR DEVELOPMENT.

BUT WHAT ABOUT THE ECONOMICS? WHAT DO THE PROSPECTS MEAN IN ECONOMIC TERMS, AND WHAT OF THE IMPACT OF RECENT PRICE MOVEMENTS?

THESE QUESTIONS ARE VERY DIFFICULT TO ANSWER, BUT LET ME BRIEFLY REVIEW WITH YOU SOME OF THE IMPLICATIONS FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY OF THE 60% DROP IN THE PRICE OF INTERNATIONALLY TRADED CRUDE OIL OVER THE LAST THREE MONTHS.

FIRST OF ALL, THE INDUSTRY HAS SUDDENLY, AND MOST EMPHATICALLY, BECOME CASH FLOW SHORT. IF ANY BUSINESS SEES THE PRICE OF ITS PRODUCT DROP BY MORE THAN HALF OVER THE SPACE OF A FEW MONTHS, THE COMPANY NOT ONLY FACES INTENSE DIFFICULTY IN INVESTING IN ANY NEW VENTURES, BUT CORPORATE SURVIVAL ITSELF BECOMES AN ISSUE.

SECONDLY, THE ECONOMIC VIABILITY OF EXPLORING FOR AND DEVELOPING OIL AND GAS HAS BEEN ALTERED. WITH THE PRICING VOLATILITY THAT WE HAVE RECENTLY EXPERIENCED, AND THAT WILL LIKELY CONTINUE AT LEAST IN THE SHORT TERM, IT BECOMES EVEN MORE DIFFICULT TO PLAN THE ECONOMICS FOR THE DEVELOPMENT OF ANY FIELDS.

AT THE BEST OF TIMES, OFFSHORE PROJECTS WILL REQUIRE A CAREFUL BALANCING OF BUSINESS AND FINANCIAL RISKS BEFORE THE MASSIVE INVESTMENTS INVOLVED CAN BE UNDERTAKEN. IN THE CURRENT PRICE ENVIRONMENT, WITH MORE UNCERTAIN PROJECT ECONOMICS, AND WITH INDUSTRY STRAPPED FOR CASH FLOW, INVESTMENTS BECOME MORE PROBLEMATIC.

WE MUST RECOGNIZE, THOUGH, THAT ALTHOUGH WE ONCE AGAIN SEE OUR PLANNING BEING AFFECTED BY THE FLUCTUATIONS OF THE WORLD OIL PRICE, THE SITUATION TODAY IS FAR DIFFERENT FROM THE CRISES WE FACED IN THE 1970'S. IN 1973, WE DID NOT KNOW WHAT RESOURCES WE HAD OFF OUR COAST. WE DID NOT KNOW OF HIBERNIA, VENTURE, TERRA NOVA OR NORTH BEN NEVIS. WE COULD NOT SAY WHETHER WE WOULD BE ABLE TO AVOID RELYING ON IMPORTS IN ORDER TO MEET OUR ENERGY NEEDS. TODAY, AFTER A DECADE OF EXTENSIVE EXPLORATION, WE NOW HAVE MUCH BETTER MAP OF THE SUBSURFACE OFF THE EAST COAST. IN TERMS OF ONE OF

PETRO-CANADA'S ORIGINAL OBJECTIVES -- THE NEED TO KNOW THE NATURE AND EXTENT OF CANADA'S FRONTIER ENERGY RESOURCES -- WE HAVE BEEN SUCCESSFUL. WE HAVE THE RESERVES THAT WE NEED, AND WE WILL DEVELOP THEM WHEN IT IS ECONOMICALLY SOUND TO DO SO.

TO CONCLUDE, NOW IS THE TIME FOR CAREFUL AND DETAILED REVIEW OF THE ECONOMICS OF OUR POTENTIAL EAST COAST PROJECTS. WE MUST DO SO WITHIN THE CONTEXT OF THE BEST UNDERSTANDING WE CAN DEVELOP OF THE PROJECTED RELATIONSHIP BETWEEN SUPPLY AND DEMAND OVER THE NEXT DECADE. WE MUST ALSO REVIEW PROSPECTS WITHIN AN INTERNATIONAL CONTEXT, SINCE, AS I POINTED OUT EARLIER, ENERGY ISSUES TRANSCEND NATIONAL BOUNDARIES. THAT IS WHY THIS CONFERENCE IS SO TIMELY AND SO VALUABLE. LET US ALL TAKE FULL ADVANTAGE OF IT, AND BUILD A POWERFUL FRAMEWORK FOR COMING TO GRIPS WITH THE ENERGY DECISIONS THAT FACE US.

CA1
Z4
-C 52

Traduction du Secrétariat

Government
Publications

Document n° 850-33/009

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990

Approvisionnement de pétrole et de gaz
dans le Nord-Est de l'Amérique du Nord



Steven M. Millan

Québec, Québec
10 et 11 avril 1986

NOTES D'ALLOCUTION

STEVEN M. MILLAN

VICE-PRÉSIDENT, EXPLORATION FRONTALIÈRE ET INTERNATIONALE

PETRO-CANADA

APPROVISIONNEMENTS DE GAZ ET DE PÉTROLE DANS LE
NORD-EST DE L'AMÉRIQUE DU NORD

LE COMITÉ INTERNATIONAL DU NORD-EST SUR L'ÉNERGIE
TABLE RONDE INTERNATIONALE

QUÉBEC, QUÉBEC

10 AVRIL 1986

Mesdames, Messieurs,

Depuis 1973, nous avons appris à ne plus tenir le pétrole et le gaz naturel pour acquis. Le prix de ces produits ainsi que leur disponibilité sont des éléments essentiels à la qualité de notre mode de vie. Pourtant il s'agit aussi de biens internationaux achetés et vendus comme tout autre matériel ou produit brut et soumis comme eux à l'influence considérable des forces changeantes du marché et de la politique.

Tous les pays du monde savent que les conditions d'obtention et d'utilisation de l'énergie ont une grande incidence sur leur économie et leur mode de vie. Chacun essaie donc d'acquérir une certaine indépendance face aux fluctuations des marchés mondiaux. Chacun veut un approvisionnement de pétrole et de gaz sûr à un coût raisonnable, pour pouvoir prédire les prix à la consommation de façon assez précise.

Ici, dans les provinces de l'Est du Canada et dans les états de la Nouvelle-Angleterre, nous sommes dans une situation favorable. Tout d'abord, le simple fait d'avoir organisé cette conférence constitue un élément positif en soi. Nous reconnaissons que le pétrole et le gaz sont des biens internationaux et nous avons également la volonté politique de coopérer entre provinces, états et pays. Il n'est pas facile de réunir des représentants de deux pays et de 11 provinces et états pour essayer de trouver des solutions à des problèmes communs. Je crois que nous devrions d'abord féliciter ceux qui ont eu la prévoyance d'organiser cette conférence. Ensemble, nous deviendrons plus forts. Si nous ne pouvons nous isoler complètement des marchés mondiaux du pétrole, nous pouvons viser à nous procurer le pétrole et le gaz dont nous avons besoin à un prix raisonnable.

Deuxièmement, nous avons la chance de savoir maintenant que nous possédons les réserves de pétrole et de gaz dont nous avons besoin.

L'exploration intensive de la dernière décennie, notamment, a permis la découverte d'importantes réserves de pétrole et de gaz susceptibles de répondre à nos besoins pendant de nombreuses années.

Si le climat économique actuel soulève bien des questions quant au déblocage éventuel de ces réserves, nous pouvons envisager l'avenir en sachant que nous ne manquerons ni de gaz ni de pétrole. Une planification soignée et un développement graduel nous rassurent quant au futur.

C'est justement de cela qu'il sera question aujourd'hui : nous allons voir où nous en sommes exactement quant aux perspectives énergétiques au large de la côte est. N'attendez aucune surprise, ni aucune nouveauté. Ce qui se passe sur la côte est maintenant assez connu du public, et les chiffres et données que je compte vous soumettre sont tirés des documents précédemment énumérés. Je compte vous donner un aperçu des résultats des activités d'exploration au large de la côte est, ainsi qu'une idée du potentiel énergétique découlant des découvertes qui ont été faites.

Je n'essaierai pas d'établir un rapport entre ce potentiel et les projections au chapitre de la demande. La demande a déjà fait l'objet de discussions hier matin, et je ne voudrais pas revenir sur le sujet.

Les travaux d'exploration au large de la côte est ont débuté il y a plus de vingt ans avec le forage d'un premier puits à l'extrémité sud des Grands bancs de Terre-Neuve en 1966. Depuis, 230 puits environ ont été forés au coût approximatif, à la fin de 1985, de 6,6 milliards de dollars. Ces deux chiffres donnent une bonne idée des efforts et des dépenses énormes engagés dans cette recherche, mais il faut les situer dans le contexte voulu. Les bassins pétroliers situés le long de la côte nord-est de notre continent s'étendent sur près de 6 000 km et forment une bande dont la

largeur peut atteindre 400 km. La plus grande partie de cette immense région géographique se trouve dans une zone où les dures conditions de la mer et des glaces amènent d'importantes dépenses et limitent considérablement le rythme de l'exploitation. Malgré tous les efforts fournis, il faut admettre que nous n'en sommes encore qu'à la première étape de l'exploration en vue de découvrir des hydrocarbures près de la côte est.

Laissez-moi vous rappeler ce que nous avons réussi à faire jusqu'ici, du nord au sud.

A l'extrême nord, les études sismiques limitées menées dans la région de la baie de Baffin ont permis d'identifier deux zones d'exploration éventuelle : une dans le détroit de Lancaster, entre les îles Baffin et Devon, et l'autre à Home Bay, au large de la côte est de l'île Baffin. Inutile de dire que le climat, l'éloignement et l'importance environnementale de ces régions, et particulièrement du détroit de Lancaster, ont limité les efforts d'exploration. Il n'y a eu aucun forage dans la zone canadienne de la baie de Baffin mais les forages effectués au large de Groenland n'ont donné aucun résultat positif.

Au sud, 31 puits ont été forés dans la région du détroit de Davis et du plateau continental du Labrador, le premier en 1971. Ma compagnie, Petro-Canada, s'est tout particulièrement intéressée à la plate-forme continentale du Labrador. Ayant reçu du gouvernement fédéral de l'époque le mandat de vérifier l'étendue des réserves énergétiques du Canada aux frontières, Petro-Canada a d'abord participé aux travaux menés au Labrador avant d'en devenir le principal responsable en 1979. Au cours de ses 9 années d'exploration, la compagnie a investi près d'un quart de milliard de dollars dans le projet, soit environ 28 p. 100 des dépenses totales de l'industrie. Plusieurs gisements de gaz naturel ont été découverts, et le plus important, situé à Bjarni, avait un débit combiné de plus de 30 millions de pieds cubes par jour. La

Commission géologique du Canada estime qu'il y a 1,5 trillion de pieds cubes de gaz naturel à Bjarni.

Si les travaux ont donné de bons résultats sur le plan géologique, ils ont été extrêmement difficiles à mener du point de vue technique. La présence de glaces marines durant la plus grande partie de l'année ne laissait qu'une fenêtre de forage très réduite, et il a fallu de 3 à 4 ans pour forer certains puits. Les plans de développement des réserves découvertes étaient des plus complexes du point de vue technologique, en plus d'être fort coûteux. La stabilisation puis la chute des prix du pétrole dans les années 1980 ont remis en question la nécessité de poursuivre les activités d'exploration; tous les travaux de forage ont été interrompus en 1984 et on ignore quand ils reprendront.

Plus au sud, on a découvert plusieurs champs pétrolifères importants sur les Grands bancs de Terre-Neuve. Même si les activités de forage au large de la côte est ont commencé au large de Terre-Neuve, les nombreux projets de la fin des années 1960 et du début des années 1970 n'ont donné aucun résultat et les activités ont commencé à ralentir au milieu des années 1970. Aucun puits n'a été foré en 1976 et 1977. Cependant, avec le forage du puits de découverte Hibernia en 1979, les activités ont repris sur la plate-forme continentale de Terre-Neuve, au nord-est des forages antérieurs, dans ce qu'on appelle le bassin Jeanne-d'Arc.

Petro-Canada a bien choisi son moment pour participer à l'exploration des Grands bancs, puisqu'elle a participé au forage du puits de découverte Hibernia et à celui de divers autres puits de découverte et de délimitation. En 1983, nous avons lancé un nouveau programme d'exploration et foré le puits de découverte Terra Nova K-08. A ce jour, nous avons dépensé quelque 750 millions de dollars, soit le tiers des investissements au large de Terre-Neuve depuis 1976, et au total, plus de 80 puits ont été forés en vingt ans.

Parmi les découvertes importantes citons Hibernia, Whiterose, North Ben Nevis, Hebron, Ben Nevis et Terra Nova. Si les débits combinés sont assez variables, les tests ont indiqué une production possible de 24 000 barils de pétrole par jour dans le puits de délimitation Hibernia B-08. Le puits de découverte Terra Nova K-08 avait un débit combiné de plus de 9000 barils de pétrole par jour. A l'étape de la production, ce puits aurait pu produire 15 000 barils par jour. Le puits de continuation Terra Nova K-07, qui peut être rouvert, pourrait donner 20 000 barils par jour à l'étape de la production.

Près de 120 puits ont été forés dans les eaux moins profondes et plus clémentes du large de la Nouvelle-Écosse. Petro-Canada a investi plus de 900 millions de dollars dans ces projets, soit 38 p. 100 des dépenses de l'industrie depuis 1976, et a participé à presque toutes les découvertes effectuées à cet endroit. Jusqu'à tout récemment, tous les gisements découverts contenaient du gaz et des condensats. Deux directions importantes ont été identifiées : Venture-Thébaux et, plus au sud, dans la zone exploitée par Shell, Glenelg-North Triumph. Le débit combiné du puits de découverte Venture D-23 atteignait 47 millions de pieds cubes par jour. Plus récemment, comme vous le savez sans doute, nous avons participé au forage du puits de délimitation Cohasset A-52. Ce puits, foré après le puits de découverte Cohasset D-52 de 1973, était très prolifique et son débit combiné était de 28 000 barils de pétrole par jour environ. On étudie actuellement le potentiel économique de ce projet.

Plus au sud encore, au large de la côte américaine, on procède à des forages sporadiques depuis le début du programme lancé par Shell en 1972. A ce jour, douze puits au total ont été forés dans la partie nord du plateau continental américain. Aucun malheureusement ne contenait quoique ce soit, et ils ont dû être abandonnés. Comme vous le savez sans doute, le récent règlement de la querelle de frontière dans la région du banc Georges ouvrira le territoire gardé jusque là sous moratoire. Petro-Canada fonde de grands espoirs quant à la productivité de ce territoire.

Tous les travaux sur la côte est n'ont pas été menés en offshore. Petro-Canada a aussi participé avec la SOQUIP à un projet au Québec dans le cadre duquel cinq puits ont été forés, malheureusement sans résultat.

A quoi ont servi toutes ces activités d'exploration? Compte tenu des quelque 5,5 milliards de dollars investis depuis 1976, de quelles réserves disposons-nous maintenant? Passons une fois de plus la situation en revue du nord au sud.

Au large du Labrador, Petro-Canada estime le volume des réserves de gaz naturel découvertes à 2,2 trillions de pieds cubes, plus de petites quantités de pétrole. En outre, la Commission géologique du Canada estime possible de récupérer plus de 6 trillions de pieds cubes de gaz et plus de 800 millions de barils de pétrole. Si l'on se fie à ces chiffres, moins de 10 p. 100 des réserves recouvrables estimées ont été découvertes.

Sur les Grands bancs, le total des réserves de pétrole découvertes est estimé à 1,7 milliards de barils, ce qui représente moins de 20 p. 100 des estimations de la Commission géologique du Canada qui prévoit des réserves recouvrables de plus de 9 milliards de barils.

Petro-Canada estime qu'on a découvert des réserves de 3,2 trillions de pieds cubes de gaz naturel au large de la Nouvelle-Écosse, alors que la Commission géologique du Canada estime les réserves recouvrables de gaz naturel à plus de 18 trillions de pieds cubes. Une fois de plus, le total des réserves découvertes représente à peine 20 p. 100 des réserves recouvrables estimées.

Au large des états américains du Nord-Est, la Commission géologique estime les réserves recouvrables à 1,4 milliards de barils de pétrole et à 4 trillions de pieds cubes de gaz naturel.

S'il est vrai que nous avons découvert moins de 20 p. 100 des ressources éventuelles de ces régions, il est néanmoins probable que les plus gros gisements ont déjà été trouvés et que les découvertes ultérieures seront moins importantes.

Cependant, même si les réserves découvertes et éventuelles semblent pleines de promesses, à quoi faut-il s'attendre dans un avenir immédiat? Quelles sont les plus importantes perspectives de développement à l'heure actuelle?

Si l'on tient compte des réserves éventuelles, Hibernia vient en tête de liste. Un plan de développement a été soumis au gouvernement et à l'organisme de contrôle, et on continue d'évaluer les aspects fiscaux, techniques et économiques du projet. Les partenaires en cause ont opté pour une plate-forme de production fixe maintenue par gravité suffisamment forte pour résister à l'action des icebergs et capable de produire 150 000 barils de pétrole par jour. Ce chiffre représente une production de 5 p. 100 supérieure à celle de l'usine géante de traitement des sables bitumineux de Syncrude près de Fort McMurray en Alberta. Le pétrole brut sera livré de la plate-forme de production aux raffineries par pétroliers. Il faudra investir quelque 4 milliards de dollars avant que le projet puisse démarrer au début des années 1990.

Cependant, les bas prix du pétrole et l'incertitude qui règne à ce chapitre rendent le projet beaucoup plus aléatoire sur le plan économique qu'il y a quelques mois à peine. Les participants au projet ne pourront prendre de décision qu'après avoir négocié avec les gouvernements en cause les questions des redevances et des conditions fiscales.

Sur les Grands bancs, le fort débit enregistré à Terra Nova offre d'intéressantes perspectives de développement. La faible réserve du gisement suggère l'utilisation d'un système de production flottant capable de produire environ 50 000 barils de pétrole par

jour, qui exigerait des immobilisations moins importantes et permettrait un développement plus rapide qu'à Hibernia pendant au moins quatre ans.

De même, au nord de Terra Nova se trouve le puits North Ben Nevis exploité par la Husky. L'exploitant a signalé la présence de réserves pouvant atteindre 180 millions de barils, et on envisage également le développement de ce gisement selon un système de production flottant similaire à celui qu'on prévoit utiliser à Terra Nova. Des pétroliers se chargeront de livrer le pétrole brut aux raffineries.

Les travaux de délimitation de ce gisement sont toutefois moins avancés qu'à Terra Nova. On procède actuellement au forage d'un deuxième puits et il faudra effectuer d'autres travaux de délimitation avant de pouvoir déterminer l'étendue des réserves.

Il faut bien voir que tous ces projets de développement sur les Grands bancs se heurtent à d'énormes difficultés environnementales et physiques jamais rencontrées nulle part ailleurs dans le monde. Je pense notamment aux icebergs et aux banquises présents la plus grande partie de l'année qui font monter les coûts de production.

Sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, trois gisements de gaz situés aux environs de l'Ile-de-Sable ont été incorporés au projet Venture qui vise l'exportation de gaz naturel sur les marchés du Nord-Est des États-Unis. Il s'agit d'un projet plus conventionnel que ceux qu'on se propose de mettre sur pied plus au nord. Comme il n'y a pas de glace marine dans la région et que les eaux sont moins profondes, ces gisements pourraient être exploités à l'aide de plates-formes à jambes d'acier semblables à celle qui sont actuellement utilisées dans la mer du Nord. Des ententes ont été conclues en vue de la vente de 300 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à des compagnies américaines de gazoduc, et l'organisme de contrôle canadien a reçu une demande d'exportation à cet effet.

En résumé, les importantes découvertes des dix dernières années nous assurent des réserves substantielles au large de la côte est. Certaines de ces découvertes étaient assez importantes pour justifier la mise en oeuvre de travaux de délimitation et quelques unes contenaient suffisamment d'hydrocarbures pour qu'on songe à passer à l'étape du développement.

Mais qu'en est-il de l'aspect économique? Que signifient ces perspectives sur le plan économique et quelle sera l'incidence des récents mouvements des prix?

Il est très difficile de répondre à ces questions, mais laissez-moi revoir brièvement avec vous les implications pour les industries pétrolière et gazière de la chute de 60 p. 100 des prix du pétrole brut sur les marchés internationaux au cours des trois derniers mois.

Tout d'abord, l'industrie s'est retrouvée soudainement et dramatiquement à court de liquidités. Toute entreprise qui voit le prix de ses produits baisser de plus de moitié en quelques mois fait face non seulement à de grandes difficultés au moment d'investir, mais voit son existence même menacée.

Deuxièmement, la viabilité économique des activités d'exploration et de développement des gisements de pétrole et de gaz s'est trouvée diminuée. L'instabilité récente des prix, qui devrait persister à court terme, rend encore plus difficile la planification des aspects économiques des projets de développement.

Au mieux, les projets offshore exigeront une étude attentive des risques industriels et financiers avant tout investissement massif. Compte tenu des prix actuellement en vigueur, de l'incertitude qui règne quant aux aspects économiques des projets et du manque de liquidité de l'industrie, les investissements deviennent problématiques.

Il faut cependant admettre que si nos plans ont été une fois de plus déjoués par les fluctuations du prix mondial du pétrole, la situation est aujourd'hui bien différente de ce qu'elle était au moment des crises des années 1970. En 1973, nous ne savions pas encore de quelles ressources nous disposons au large de nos côtes. Nous ne connaissions pas Hibernia, Venture, Terra Nova ou North Ben Nevis. Nous étions incapables de dire si nous pourrions nous passer des importations pour répondre à nos besoins énergétiques. Aujourd'hui, après dix années d'exploration intensive, nous avons une idée beaucoup plus précise des richesses sous-marines de la côte est. Nous avons réussi à atteindre l'un des objectifs originaux de Petro Canada, c'est-à-dire à connaître la nature et l'étendue des ressources énergétiques frontalières du Canada. Nous possédons toutes les réserves dont nous avons besoin et nous pourrions commencer à les développer quand la chose sera rentable.

En conclusion, il est maintenant temps d'étudier soigneusement et en détail les aspects économiques des projets envisagés sur la côte est. Pour ce faire, nous devons chercher à mieux comprendre les rapports prévus de l'offre et de la demande au cours de la prochaine décennie. Nous devons aussi étudier ces perspectives dans un contexte international car, comme je l'ai déjà dit plus tôt, les questions d'énergie débordent le cadre des frontières nationales. C'est pourquoi cette conférence tombe tellement à point. Essayons d'en tirer le meilleur parti possible et d'élaborer un cadre de travail solide qui nous permettra de faire face aux difficiles décisions à venir en matière d'énergie.

C
Z 4
C 52

Document: 850-33/010

Government
Publications

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Electricity in the Northeast

U.S. - Canadian Interchange

April 1986

Robert O. Bigelow

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

INTERNATIONAL ROUNDTABLE
ENERGY IN THE 1990's
ELECTRICITY IN THE NORTHEAST
U.S. - CANADIAN INTERCHANGE
APRIL 1986

By Robert O. Bigelow
Vice President, New England Electric System

With the development of modern electric power systems in the last twenty years, Canadian and US systems have been building more interconnections between each other and coordinating their operation and planning activities. At present, there are over 100 transmission lines between Canada and the United States providing some 8000 - 10000 MW of transfer capability with plans to add still more. These international transmission lines are not limited to any single part of the country but can be found across the whole border from the Pacific coast to the Atlantic.

Specifically, on the West coast 500 KV ties between British Columbia and the State of Washington have been in existence for many years. There is very substantial hydro-electric potential which can be developed in British Columbia and the Province is increasingly interested in the California market. In the center of the two countries, Manitoba Hydro also has substantial hydro-electric potential for export and lines have been built into Minnesota and North Dakota for interchange between the two systems.

In the Northeast, we have had interconnections between U. S. and Canadian utilities from the very beginning. The first interconnection across the border was at Niagara Falls in 1901. Over the years the development of Niagara Falls and the St. Lawrence Seaway projects as

joint US/Canadian ventures have fostered the concept of international cooperation. Ontario Hydro, at the present time, sells substantial amounts of coal-fired energy both to the west into Michigan and to the south and east into New York at Niagara Falls and Messena. At the same time, Quebec Hydro has just completed the James Bay project with some 10,280 MW of generation coming on line in the past few years and is rapidly expanding their potential to reach markets in both New York and New England. Finally, New England has a long history of interchanges with New Brunswick since the first 345 KV tie was built from Maine into New Brunswick in 1971.

Relationships in the northeast were formalized in 1966 when the Northeast Power Coordinating Council (NPCC) was formed following the 1965 blackout. NPCC initially consisted of Ontario Hydro, New York Power Pool, and the New England Power Pool. Since that time, the New Brunswick Power Commission joined in 1971, Quebec Hydro joined in 1981, and Nova Scotia came on board in 1984.

NEW ENGLAND EXPERIENCE

Let me now turn to our experience in New England, starting with our 345 KV interconnection with the New Brunswick Power Commission. This line extended from Maine into New Brunswick in 1971 and was originally rated for 600 MW. It was later upgraded to 700 MW in 1984. Originally its justification was a purchase of low-cost hydro energy during the years 1971 to 1975. This was followed by a ten-year contract for the output of the Coleson Cove generating station where 3-300 MW oil-fired units were installed, and New England took the output corresponding to

four ninths of the station or a total of 400 MW. This covered the period 1976 through 1985. Recently there have been up to 450 MW of capacity purchases from the Pt. LePreau CANDU nuclear reactor and other sources on the New Brunswick system. From a pricing point of view, these were handled in a similar manner to unit contracts with utilities in the U. S. The energy, with the possible exception of hydro, was priced on a cost-of-service basis with the buyer sharing the risks of operation. In addition, there has been a substantial amount of economy flow between the systems.

Turning next to Hydro-Quebec, this has been the focus of major planning in the past few years. Sitting just to the north of New England, the Hydro-Quebec system has some 24,000 MW of generation over 95% of which is hydroelectric. Included is their entitlement in the Churchill Falls 5200 MW project in Labrador and the James Bay Phase I project. The latter consists of 10,280 MW of installed capacity, and in an average water-year is expected to produce 62,000 GWH per year of energy, which is equivalent to 69% capacity factor and would displace 100 million barrels of oil per year. The project was completed just in the beginning of this year at a cost of approximately \$14 billion. Phase I is only the start. Hydro-Quebec estimates that there is at least another 13,500 MW of economically developable hydro capacity in the James Bay area with the capability to produce approximately 80,000 GWH a year. They are anxious to find markets for their generation, to keep their construction forces going, and to bring dollars into the Province. They are actively exploring markets to the south and New England is clearly one of them.

Utilities of the New England Power Pool started discussions with Hydro-Quebec for installing interconnections between systems and purchasing hydro energy in the late 1970's. Out of these discussions came a two-phase program to bring power into New England from Quebec. Phase 1 consists of a 450 KV-DC line, 59 miles of which are in the US and 44 miles of which are in Canada, interconnecting the two systems across the Vermont border between AC-DC converter stations in Sherbrooke, Quebec and in Monroe, New Hampshire on the Connecticut River adjacent to New England Power Company's Comerford Station. This interconnection has a transfer capability of 690 MW and is expected to import 3000 to 4500 GWH of energy per year. The second phase of this project is currently in the licensing stage. It calls for extending the 450 KV-DC line from Comerford 135 miles south into Massachusetts connecting there to the 345 KV network of the New England Power Pool. At the Quebec end the same line will be extended 670 miles north to James Bay connecting directly to the LG2 power station on the LaGrande River. The result will be a transfer capability of approximately 2000 MW. In conjunction with this interconnection, the New England Power Pool has signed a contract to purchase an additional 7000 GWH per year of firm energy from Hydro-Quebec over the ten-year period starting in the year 1990.

In addition, the Vermont utilities have added their own back-to-back D-C connection at Highgate which contributes 150-200 MW and approximately 1000 GWH per year to the annual import.

From a long-term point of view, it is evident that with such major construction in the works, New England sees Hydro-Quebec and New Brunswick playing a significant role in NEPOOL's plans for 1990's and beyond. We see the 2200 MW transfer capability from Hydro-Quebec as consistent with a planning philosophy which is to provide a diversified supply mix for the whole region. During the 1990's, energy deliveries from Canada will supply up to 11,000 GWH per year, roughly 10% of New England's needs. Our calculation of fuel savings shows estimates in the range of 150 million to 300 million dollars per year.

RISKS AND ISSUES

Finally, I would like to discuss the question of the risks and issues which a U. S. utility must face when it plans to include in its mix a substantial amount of Canadian imports. First is that pricing tends to be on a market basis. The Hydro-Quebec people made it quite clear that they were not interested in cost-based pricing, much as we have been used to in this country - as required by FERC, but that we would be dealing with a pricing policy which was based on market condition. This led to a pricing mechanism which tied the cost/KW-hour of energy imported to the average fossil-fuel cost of energy generated within New England, with a negotiated discount applied. In our case, two-thirds of the Phase I energy was to be prescheduled and priced at 80% of the average fossil fuel cost in New England for the previous year while the balance was priced at 80% of decrement on an hourly basis. Similarly when we got into Phase II, we again used the average

fossil-fuel cost and applied in this case an 80% discount for the first five years and a 95% discount for the second five years. There is no provision to relate these prices to Hydro-Quebec's costs.

The next issue that we dealt with was the requirement for a National Energy Board export license. As we became more familiar with the policies of the National Energy Board, it became apparent that the market-based pricing of Hydro-Quebec was consistent with the federal government's approach to the export of energy. To receive a license the exporter must demonstrate that the export price is not significantly less than alternatives available for purchase. Clearly they are operating under almost the opposite type of regulatory environment than we are used to dealing with FERC in the US. The regulatory body wants to be sure that the seller is protected rather than the buyer. The result is really a much freer arms length negotiation and is as close to a free market as you can come in the utility business. A second aspect of the National Energy Board permit is the Canadian law that provides that such a permit is revocable for reasons of national interest. This is a risk that has to be evaluated in light of all the circumstances. Historically, we know of no case which an export license was actually revoked for these reasons. Finally there is a time limit on export licenses. My understanding is that under the law, that is 25 years. In practice, terms of such licenses have generally been shorter, however.

Other issues arise on the US side. One is the issue of security of supply. In our case, we believe that the Hydro-Quebec and New Brunswick sources of supply are highly secure additions to our diverse mix. In terms of track-record, our experience with Canadian utilities has been good. Contracts stand up; we coordinate our planning and operations well. Beyond that, you always have to look at the economic incentives of the other party. Certainly in the case of major hydro projects with large investments to support, the only market is where their transmission lines are. The fact that Hydro-Quebec is willing to spend close to a \$1 billion to build their side of the transmission, adds to our confidence that this is a supply that we can count on.

A second issue that frequently gets raised is the balance of payments issue. In our case, the energy that we bring in from Canada almost entirely displaces oil. Since almost all of our oil comes from overseas, and since we are buying the Canadian energy at a discount from oil, it appears that such transactions actually reduce the balance of payments. Also, the potential for competition with US sources and in particular the possibility of substantial amounts of coal-by-wire from the mid West being available to New England was raised a few years back and identified as a political issue by several people including former Secretary of Energy, Hodel. It certainly seems to be clear that there is no transmission capability across New York and Pennsylvania to deliver these amounts of energy to New England at this

time. Whether such transmission can become available in the future depends largely on the political feasibility of building transmission across third party states where there is little or no major local economic benefit.

Finally, there are technical problems involving the reliability of the interconnected system in the northeastern U. S. and eastern Canada. Specifically, these relate to the possibility of simultaneous interruption of the multiple DC tie between this interconnected system and Hydro-Quebec. The concern is being addressed by a first-class team of engineers from all of the regions involved and solutions are being developed. Looking to the future, however, this problem can have an impact on the feasibility and/or cost of future expansion.

CONCLUSION

From the point of view of New England, the development of ties to Canada clearly provide substantial mutual economies to both ourselves and to our neighbors to the north. In the case of Hydro-Quebec, we have two systems each with over 20,000 MW of generation with an almost ideal load/generation market to utilize ties. From the point of view of Hydro-Quebec, we are providing a market for Hydro-Quebec's surplus hydro-energy and for future investment. From New England's point of view, this is an opportunity to bring in a new source of energy which will reduce New England's oil dependence and lower costs to our customers. It also provides access to an important future option, the opportunity to participate in the development of additional hydroelectric potential in northern Quebec.

Even when the contracts run out, the tie alone, used for day-to-day operations, will have substantial benefits. We have arrangements to share reserve and provide mutual aid to each other in the event of power shortages on either side of the border. We are in a position to absorb energy from Hydro-Quebec whenever high water conditions produce surplus energy which they were not planning on. We have an arrangement which we call Energy Banking to make use of the huge reservoirs on the Hydro-Quebec system when there is no net energy interchange scheduled between the systems. Under this banking arrangement, New England would ship power north to Hydro-Quebec during off-peak hours when marginal costs are at their minimum, and Hydro-Quebec would back off equal amounts of generation in northern Quebec allowing their reservoirs to fill slightly more. Then during the on-peak period the process would reverse the energy sent north would be returned at a time when its economic value would be substantially higher. The savings so generated would then be split between the two systems. Beyond that, two systems which are as dissimilar in characteristics as New England and Hydro-Quebec can not help but continue to do business over this tie on a day-to-day basis. New England is a summer peaking system and Quebec is a winter peaking system. New England is predominately thermal and Quebec is almost entirely hydro. The swings in water conditions, seasonal variations, and changes in fuel costs, etc. create situations where power can be exchanged continually between the two systems to their mutual advantage. Overall, we believe that these interconnections offer a very substantial benefit to New England and Quebec customers for many years to come.

CA1
Z 4
-C 52

Traduction du Secrétariat

Document n° 850-33/010

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



L'électricité dans le Nord-Est
Échanges canado-américains
Avril 1986

Robert O. Bigelow

QUÉBEC, Québec
10-11 avril 1986

TABLE RONDE INTERNATIONALE
L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990
L'ÉLECTRICITÉ DANS LE NORD-EST
ÉCHANGES CANADO-AMÉRICAINS
AVRIL 1986

par Robert O. Bigelow
Vice-président, New England Electric System

Le développement de réseaux d'électricité modernes ces vingt dernières années a donné lieu à des interconnexions nombreuses entre les réseaux canadien et américain et à une coordination de leur fonctionnement de leurs activités de planification. A l'heure actuelle, plus de 100 lignes de transmission relie le Canada et les États-Unis qui procurent une capacité de transfert de l'ordre de 8 000 à 10 000 MW; et il existe des plans pour l'augmenter encore. Loin de se retrouver dans une seule partie du pays, ces lignes de transmission internationales franchissent la frontière d'un bout à l'autre, de la côte du Pacifique à l'Atlantique.

Soyons précis. Sur la côte ouest, entre la Colombie-Britannique et l'État de Washington, des lignes capables de véhiculer 500 kV d'énergie sont en place depuis des années. La Colombie-Britannique est dotée d'un potentiel hydro-électrique très appréciable qui ne demande qu'à être exploité et cette province est de plus en plus intéressée par le marché de la Californie. Au centre des deux pays, l'Hydro-Manitoba est aussi dotée d'un important potentiel hydro-électrique susceptible d'exportation et des lignes ont été construites au Minnesota et au Dakota-Nord pour permettre les échanges entre les deux réseaux.

Dans le Nord-Est, les compagnies d'électricité des États-Unis et du Canada ont établi des interconnexions depuis les tout débuts. La première connexion trans-frontalière a été établie à

Niagara Falls en 1901. Avec les années, la mise en oeuvre des projets de Niagara Falls et de la Voie maritime du Saint-Laurent en tant qu'entreprises conjointes canado-américaines a favorisé l'émergence de la notion de coopération internationale. En ce moment, l'Hydro-Ontario vend d'importantes quantités d'énergie produite à l'aide de charbon tant à l'ouest, au Michigan, qu'au sud et à l'est, à l'État de New York, par Niagara Falls et Messena. Parallèlement, l'Hydro-Québec vient d'achever le projet de la baie James, grâce auquel 10 280 MW d'énergie ont été diffusés ces dernières années, et elle accroît rapidement sa capacité afin d'atteindre les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Enfin, les échanges entre la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick remontent déjà loin dans le passé puisque la première ligne de 345 kV a été construite, du Maine au Nouveau-Brunswick, en 1971.

Les rapports dans le Nord-Est ont acquis un caractère officiel en 1966 avec la mise sur pied, comme suite à la panne totale de 1965, du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Le NPCC se composait au départ de l'Hydro-Ontario, du New York Power Pool et du New England Power Pool. Depuis, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick s'y est jointe en 1971, suivie de l'Hydro-Québec en 1981, puis de la Nouvelle-Écosse en 1984.

L'EXPÉRIENCE DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE

Permettez-moi maintenant d'aborder la situation telle que nous la connaissons en Nouvelle-Angleterre, à commencer par notre interconnexion de 345 kV avec la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Cette ligne allait du Maine au Nouveau-Brunswick en 1971 et elle était conçue au départ pour transporter 600 MW d'énergie. Sa capacité fut portée à 700 MW en 1984. Sa mise en place se justifiait au départ par l'achat d'hydro-électricité à bas prix entre 1971 et 1975. Cette transaction fut suivie de la signature d'un contrat de dix ans applicable à la production de la centrale de Coleson Cove, composé

de trois installations au pétrole de 300 MW, la Nouvelle-Angleterre acquérant la production correspondant aux quatre neuvièmes de la capacité de la centrale ou un total de 400 MW.

La période couverte allait de 1976 à 1985. Dernièrement, jusqu'à 450 MW de capacité ont été achetés de la centrale nucléaire (CANDU) de Pointe-Leperreau et d'autres sources rattachées au réseau du Nouveau-Brunswick. Pour ce qui est de la fixation des prix, les achats furent conclus comme il en avait été des contrats unitaires passés avec les compagnies d'électricité aux États-Unis. Le prix de l'énergie, à l'exception éventuellement de l'hydro-électricité, était établi en fonction du coût du service, l'acheteur assumant sa part des risques de l'opération. Les deux réseaux ont en outre eu une bonne dose d'échanges mutuellement profitables.

Venons-en maintenant à l'Hydro-Québec, qui est au centre d'une intense activité de planification depuis quelques années. S'étendant immédiatement au nord de la Nouvelle-Angleterre, le réseau de l'Hydro-Québec est doué d'une puissance de 24 000 MW composée à 95 p. 100 d'hydro-électricité. Ce nombre inclut les 5200 MW de Churchill Falls, au Labrador, et l'énergie issue de la phase I de la baie James. La phase I du projet de la baie James comprend 10 280 MW de capacité installée et elle devrait produire, pour une année-eau moyenne, 62 000 GW/h par année d'énergie, ce qui équivaut à un facteur de capacité de 69 p. 100 et est susceptible de se substituer à 100 000 000 de barils de pétrole par année. Le projet a été achevé au début de cette année et son coût s'est élevé à 14 000 000 000 \$ environ. La phase I n'est qu'un début. D'après les estimations de l'Hydro-Québec, il y aurait encore dans la région de la baie James une capacité économiquement exploitable de l'ordre de 13 500 MW, assez pour produire quelque 80 000 GW/h par année. La société souhaite trouver des marchés pour ce qu'elle est capable de produire, pour maintenir en action sa capacité de construction et pour amener des dollars dans la province. Elle est à la recherche active de marchés dans le sud et d'emblée la Nouvelle-Angleterre en est un.

A la fin des années 1970, les compagnies d'électricité composant le New England Power Pool entreprirent avec l'Hydro-Québec des pourparlers portant sur la mise en place d'interconnexions entre leurs réseaux respectifs et sur l'achat d'hydro-électricité. Les négociations donnèrent lieu à un programme en deux phases visant à approvisionner la Nouvelle-Angleterre en électricité du Québec. La première phase prévoit la mise en place d'une ligne de 450 kV de courant continu s'étirant sur une longueur de 59 milles aux États-Unis et de 44 milles au Canada et établissant la connexion entre les deux réseaux à la frontière du Vermont, entre des stations de conversion CC-CA situées à Sherbrooke (Québec) et Monroe (New Hampshire), sur le fleuve Connecticut, près de la centrale de Comerford de la New England Power Company. L'interconnexion est dotée d'une capacité de transfert de 690 MW et elle devrait permettre l'importation de 3000 à 4500 GW/h d'énergie par année. La deuxième phase du projet en est à l'étape de l'obtention des permis. Elle prévoit le prolongement de la ligne de 450 kV de courant continu de Comerford jusqu'au Massachusetts, 135 milles au sud, où elle serait raccordée au réseau de 345 kV du New England Power Pool. Au Québec, la même ligne serait prolongée jusqu'à la baie James, 670 milles au nord, pour être raccordée directement à la centrale LG2, sur la rivière La Grande. Il en résulterait une capacité de transfert d'environ 2000 MW. Outre cette interconnexion, le New England Power Pool a signé un contrat d'achat de 7000 autres GW/h par année d'énergie ferme de l'Hydro-Québec pour la période de dix ans commençant en 1990.

De plus, les compagnies d'électricité du Vermont ont mis en place leur propre montage tête-bêche pour courant continu à Highgate, qui ajoute 150-200 MW et environ 1000 GW/h d'énergie par année aux importations annuelles.

Si l'on considère le long terme, il est évident que, avec tous ces fers au feu, la Nouvelle-Angleterre perçoit l'Hydro-Québec et le Nouveau-Brunswick comme jouant un rôle important dans les plans

du NEPOOL pour les années 1990 et au-delà. A nos yeux, la capacité de transfert de 2200 MW de l'Hydro-Québec s'inscrit logiquement dans une philosophie de planification visant à diversifier les sources d'approvisionnement de toute la région. Dans les années 1990, les livraisons d'énergie en provenance du Canada atteindront 11 000 GW/h par année, soit environ 10 p. 100 des besoins de la Nouvelle-Angleterre. D'après nos calculs, les économies en combustible seraient de l'ordre de 150 000 000 \$ à 300 000 000 \$ par année.

RISQUES ET ENJEUX

Enfin, j'aimerais aborder la question des risques et des enjeux avec lesquels une compagnie d'électricité américaine est aux prises quand elle prévoit compter parmi ses sources diversifiées une part importante d'importations canadiennes. D'abord, la fixation des prix tend à se faire en fonction des conditions du marché. Les gens d'Hydro-Québec ont clairement fait comprendre qu'ils n'étaient nullement intéressés à ce que les prix soient fixés en fonction du coût, comme il est de coutume en ce pays, et ce, conformément aux exigences de la FERC, mais qu'il s'agirait de fixer les prix en fonction des conditions du marché. Il résulte de cette démarche un mécanisme de fixation des prix qui lie le coût par kW/h d'énergie importée au coût moyen de l'énergie produite à l'aide de combustible fossile en Nouvelle-Angleterre, avec application d'un escompte négocié. Dans notre cas, deux tiers de l'énergie de la phase I devaient être planifiés et affectés d'un prix se situant à 80 p. 100 du coût moyen du combustible fossile en Nouvelle-Angleterre pour l'année précédente et le reste à 80 p. 100 de décrétement sur une base horaire. De même, quand nous avons abordé la phase II, nous nous sommes de nouveau basés sur le coût moyen du combustible fossile et avons appliqué dans ce cas un escompte de 80 p. 100 pour les cinq premières années et de 95 p. 100 pour la seconde tranche de cinq ans. Nulle disposition n'est prévue pour relier ces prix aux coûts de l'Hydro-Québec.

La question traitée ensuite concernait la nécessité d'obtenir un permis d'exportation de l'Office national de l'énergie. A mesure que nous nous familiarisons avec les politiques de l'Office national de l'énergie, nous nous rendons compte que le régime de fixation des prix en fonction des conditions du marché que pratique l'Hydro-Québec était conforme à l'approche du gouvernement fédéral en matière d'exportation d'énergie. Pour obtenir un permis, l'exportateur doit faire la preuve que le prix d'exportation n'est pas significativement moindre que celui qu'il serait possible d'obtenir à la faveur des autres options d'achat. De toute évidence, le cadre réglementaire qui préside aux opérations ici se situe à l'opposé de celui avec lequel nous avons l'habitude de traiter dans nos rapports avec la FERC aux États-Unis. L'organisme de réglementation veut veiller à ce que le vendeur, plutôt que l'acheteur, soit protégé. Il en résulte un mode de négociation beaucoup plus libre qui se rapproche autant d'un marché libre qu'il est possible de le faire dans le monde des compagnies d'électricité. La question du permis de l'Office national de l'énergie présente un deuxième aspect : le droit canadien prévoit que ce permis puisse être révoqué pour des raisons d'intérêt national. Il s'agit là d'un risque qui doit être évalué à la lumière de toutes les circonstances. Nous ne connaissons à ce jour aucun cas de permis ayant été révoqué pour ces raisons. Enfin, les permis d'exportation ne sont valides que pour une durée limitée. Je crois comprendre que, aux termes de la loi, la durée de validité est de 25 ans. En pratique, toutefois, elle est en général moindre.

D'autres enjeux sont en présence du côté américain. L'un deux concerne la sécurité de l'approvisionnement. En ce qui nous concerne, nous croyons que les sources d'approvisionnement constituées par l'Hydro-Québec et le Nouveau-Brunswick sont des ajouts éminemment sûrs à nos sources diversifiées. Pour nous, la fiche de rendement des compagnies d'électricité canadiennes est bonne. Les contrats ont une bonne tenue; nous coordonnons bien notre planification et nos opérations. Au-delà, il y a toujours

nécessité de considérer l'intérêt économique de l'autre partie. Pour les grands projets hydro-électriques assortis de gros investissements à rentabiliser, le marché est là où les lignes de transmission sont installées et pas ailleurs. Le fait que l'Hydro-Québec soit disposée à dépenser près de 1 000 000 000 \$ pour construire sa part de la ligne de transmission confirme à nos yeux qu'il s'agit là d'une source d'approvisionnement sur laquelle nous pourrions compter.

Un deuxième problème est souvent soulevé : celui de la balance des paiements. En ce qui nous concerne, l'énergie que nous faisons venir du Canada se substitue presque entièrement au pétrole. Comme notre pétrole vient en presque totalité d'outre-mer et comme nous achetons l'énergie canadienne à un coût moindre que le pétrole, il semble que ces transactions réduisent la balance des paiements. Par ailleurs, la possibilité que des sources américaines entrent dans la compétition et, en particulier, la possibilité que des quantités non négligeables d'énergie produite par les centrales au charbon du Mid-West puissent être accessibles à la Nouvelle-Angleterre ont été soulevées il y a quelques années et elles ont pris un caractère d'enjeu politique aux yeux de plusieurs personnes, y compris l'ancien Secrétaire à l'Énergie Hodel. Il semble certainement clair qu'il n'existe pas à l'heure actuelle de capacité de transmission apte à assurer la livraison à la Nouvelle-Angleterre des quantités en cause à travers les États de New York et de la Pennsylvanie. La possibilité que cette capacité existe dans l'avenir dépend dans une large mesure de la faisabilité politique de la construction d'une ligne de transmission passant par des États tiers qui ont peu d'avantage économique à en retirer.

Enfin, il se pose des problèmes d'ordre technique au niveau de la fiabilité du réseau d'interconnexion dans le nord-est des États-unis et l'est du Canada. Pour être précis, il s'agit de la possibilité d'une interruption simultanée de la connexion multiple à courant continu entre le réseau interconnecté et l'Hydro-Québec.

Le problème est entre les mains d'une excellente équipe d'ingénieurs de toutes les régions concernées et des solutions sont en cours d'élaboration. Dans une perspective d'avenir, toutefois, il se peut que ce problème ait une incidence sur la faisabilité ou le coût de l'expansion future.

CONCLUSION

Du point de vue de la Nouvelle-Angleterre, il ne fait pas de doute que la mise en place de connexions avec le Canada nous permette, à nous et à nos voisins du nord, de réaliser des économies substantielles. Dans le cas de l'Hydro-Québec, il y a deux réseaux ayant chacun une capacité de production de 20 000 MW et un marché combinant presque idéalement charge et production pour l'utilisation des connexions. Du point de vue de l'Hydro-Québec, nous offrons un marché pour ses excédents d'hydro-électricité et pour ses investissements futurs. Du point de vue de la Nouvelle-Angleterre, il y a là une occasion de faire appel à une nouvelle source d'énergie qui réduira sa dépendance envers le pétrole et abaissera les coûts imposés aux consommateurs. C'est aussi la chance de mettre en réserve une importante option pour l'avenir, celle de participer à la mise en valeur du potentiel hydro-électrique additionnel du nord du Québec.

Même à l'échéance du contrat, la connexion à elle seule, exploitée pour les opérations quotidiennes, procurera des avantages non négligeables. Des ententes ont été conclues pour partager les réserves et s'apporter une assistance mutuelle en cas de pénurie d'énergie d'un côté ou de l'autre de la frontière. Nous sommes en mesure d'absorber l'énergie produite par l'Hydro-Québec chaque fois que le gonflement des eaux entraîne la production d'excédents que la société n'avait pas prévus. Il existe une entente désignée par l'expression "Energy Banking" qui permet d'utiliser les immenses réservoirs du réseau de l'Hydro-Québec quand nul échange d'énergie entre les deux réseaux n'est prévu. Aux termes de cette entente, la Nouvelle-Angleterre transmettrait de l'électricité à

l'Hydro-Québec aux heures de faible consommation, au moment où les coûts marginaux sont à leur minimum, permettant ainsi à l'Hydro-Québec de réduire sa production d'une quantité égale et de laisser ses réservoirs se remplir légèrement plus. Puis, aux heures de pointe, le processus serait inversé, l'énergie transmise vers le nord serait retournée à un moment où sa valeur économique serait substantiellement plus élevée. Les économies ainsi produites seraient alors réparties entre les deux réseaux. Cela dit, deux réseaux qui présentent des caractéristiques aussi dissemblables que celui de la Nouvelle-Angleterre et celui de l'Hydro-Québec ne peuvent que poursuivre leurs rapports d'affaire sur une base quotidienne à travers ce lien. C'est en été que le réseau électrique est le plus sollicité en Nouvelle-Angleterre, tandis que, au Québec, c'est en hiver. La Nouvelle-Angleterre s'alimente surtout à l'aide de centrales thermiques tandis que le Québec fait presque exclusivement appel à l'hydro-électricité. La variation de l'état des eaux, les variations saisonnières, les fluctuations des coûts du combustible, etc. créent des situations dans lesquelles l'énergie peut s'échanger continuellement entre les deux réseaux, à leur avantage mutuel. Par-dessus tout, nous croyons que les interconnexions sont susceptibles d'être fort avantageuses pour les consommateurs de la Nouvelle-Angleterre et du Québec pour bien des années.

CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/011

Government
Publications

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Discussion Paper

Richard D. Champagne

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

DISCUSSION PAPER

presented by

Richard D. Champagne
President
Hydrogen Industry Council

to the

Conference of New England Governors
and Eastern Canadian Premiers

and their

Northeast International Committee on Energy

on the occasion of the

International Round Table on
Energy in the 1990's

Quebec City, April 9-10-11, 1986

Honored Governors and Premiers,
Members of the Northeast International Committee on Energy,
Guests and Observers, Ladies and Gentlemen,

As the President of the Hydrogen Industry Council, a unique industrial initiative representing the hydrogen industry in Canada, the United States and abroad, I must tell you how pleased we are to join your discussions at this International Round Table.

The option we are offering is one with many advantages -- economic, social and environmental -- and one which will help us derive full advantage from our respective resources.

What does Canada have to offer in the hydrogen sector?

1. An immense reservoir of natural resources;
2. new-generation of advanced large-scale electrolyser technology;
3. strong and reputable industrial and engineering firms;
4. an aggressive hydrogen R&D programs sponsored by both government and the private sector.

Canada is deeply involved in the emerging hydrogen industry. We have a great deal to offer.

As we all know, few deals are made...and fewer are kept... that fail to serve the interests of the parties.

I believe that this applies particularly to technological development in the hydrogen sector, and to potential hydrogen and energy exchanges between our two countries.

We must recognize two basic facts:

We up north have resources and specific technologies and skills. You down south represent an immense market with other technologies and skills. When we put the two together, it becomes obvious that an excellent way for both of us to grow is to do business together.

To begin with, let's look at long-term electricity demand.

Current demand in the New England states, plus the New York Power Pool for the purpose of this proposal, comes to approximately 40,000 MW. Equipment wise, the requirements for the year 2000 shall be in the order of over 60,000 MW, which means the network will have to be upgraded with new equipment.

Traditional Solutions

To satisfy this demand, the traditional solutions of heat generating plants running on coal, oil or uranium, cost from \$750M to two billion dollars U.S. for 500 MW, or approximately \$1,500 to \$4,000/kW installed.

As we can see, this equipment is costly in capital investment terms. Megaequipment with a lifespan of 30 years must also be planned to meet well-established demand, which is very difficult to define with any certainty today. This is particularly true if we look at volatile oil prices, new technologies and energy conservation policies. Megaequipment must meet strict environmental impact studies. It seems unthinkable to install this equipment close to demand in our urbanized centres. The construction of new nuclear plants will involve even greater acceptance problems, especially in urban areas.

But there is another option

Currently, major utilities in the New England states and New York are considering the option of using fuel cells to generate electricity in cities. International Fuel Cell, a joint venture of United Technology and Toshiba, is about to introduce an 11 MW fuel cell to the market. The introductory price for the first three fuel cells will be \$36M U.S.; the next twenty units, \$20M U.S., and for mass production, the cost should be under \$1,000/KW installed.

This option has many advantages:

A) the modular design of fuel cells offers the flexibility of rapid response to demand by adding more units or by stopping at any time;

- B) no noise and no pollution when fueled by hydrogen;
- C) it can therefore be located in cities where the demand is, cutting losses and transportation costs, as well as having a stabilizing effect on the network;
- D) it uses the "ultimate" fuel -- hydrogen, but can accommodate various convenient carrier forms such as
 - . natural gas
 - . methanol
 - . ammonia

However, the utilities I mentioned before are concerned about the fuel supply to keep the fuel cells running. Today, natural gas companies are interested in supplying the fuel, but in the medium term there is no guarantee, and given the utilities' interest in long-term operation of fuel cells, they must consider the question of security of supply at competitive prices.

This is where the hydrogen industry comes in. We can offer an option that promises security of supply for a fuel cell system to produce peaking or base load electricity in the cities of the North Eastern United States.

Some Eastern Canadian provinces, in particular Quebec with James Bay, are in a position to produce electrolytic hydrogen and transport that hydrogen by pipeline. You are probably aware

that it is more economical to transport electrical energy in the form of gaseous hydrogen than by high tension transmission lines over distances of more than 500 KM. Over these distances, it is possible to store hydrogen in the pipeline, in contrast to electricity, which cannot be stored in the transmission lines.

As a first step, the Quebec hydrogen pipeline could link up with the natural gas network of the North Eastern states, since ten to twenty percent hydrogen can be easily mixed with natural gas. This would mean long-term security of supply for the fuel cell system, and at competitive prices. In the next ten to fifteen years, the cost of Quebec gaseous hydrogen for fuel cells will be competitive with reforming from natural gas -- with a big plus: no pollution.

The hydrogen industry hopes to work alongside American utilities interested in determining the feasibility of this option, by studying hydrogen production and supply costs from renewable energy (hydroelectricity) and from Canadian electrolysis technology.

Quebec has some crucial decisions to make over the next few years, since European countries are interested in our hydroelectricity in the form of liquid hydrogen and other carrier media. In our work with the International Energy Agency, the Council has already held discussions with Germany and Sweden,

who are interested in hundreds of megawatts of hydrogen from a renewable energy source for industrial applications and peak electricity production. While we are aware of the economic and environmental advantages of such solutions, there are limits to Quebec's potential, and choices must be made.

We recognize the importance of enhancing technological development and translating innovative ideas into practical applications and projects. In this context, a proposal for a joint Canada/U.S. hydrogen technology development and implementation program initiative has been suggested by industry, under the sponsorship of our Council, to both the Canadian Department of External Affairs and the U.S. State Department.

Both Departments have identified hydrogen as a common base for building a cooperative bilateral program that could achieve many of the economic and social objectives of both countries. The proposal is currently under discussion by both Departments.

The time is ripe for government to adjust its role to complement this diverse industrial and local government interest, and support both Canadian and American interests by supplying this new framework for collaboration. With free trade discussions underway, the joint hydrogen technology development program could be a model of mutual industrial collaboration and development.

With such an agreement in force, Canada would have the opportunity to participate jointly with the U.S. in a major technology development program, contributing our advanced hydrogen technologies. Many joint projects could also be launched at an accelerated pace, for example:

1. A 10T/d liquid hydrogen plant is already under construction in Quebec under the leadership of Hydro-Quebec and Canadian Liquid Air to supply merchant hydrogen to the Northeastern U.S. market;
2. the supply to NASA, on a demonstration scale, of Canadian produced electrolytic liquid hydrogen;
3. the conversion of locomotives to hydrogen fuel;
4. the development of motorized vehicles in remote areas using hydrogen, such as heavy motor vehicles for James Bay II and underground mining vehicles;
5. a Canadian participation in large scale methanol production in Hawaii using wood biomass and electrolytic hydrogen;
6. the supply of liquid hydrogen to the U.S. Space Program, including the transatmospheric vehicle and the space station, to which we have contributed the CanadArm and committed \$800M;
7. the upgrading of heavy oils and the development of Canada's tar sands using hydrogen;
8. and finally, the project that we are promoting today, the supply of hydrogen to electrical networks in the U.S. via pipelines to feed fuel cell power plants at the distribution level.

The potential benefits of undertaking such projects are for both the economy and society, many fold:

1. Significant R&D program enhancement;
2. a significant increase in trade;
3. new resource development projects;
4. reduction in pollutants and acid rain;
5. the establishment of a strong hydrogen industry in both countries.

Besides being the biggest trading partners in the world, the United States and Canada continue to work together actively to consolidate the good-neighbour relationship that is so necessary in two countries which dominate an entire continent and share a number of political and social aspirations.

Today we are asking the Governors of the New England states and the Premiers of Eastern Canada to consider this option of fuel cells using Canadian electrolytic hydrogen as a backup fuel. In considering this option, we will also solicit your support for the Canada-United States agreement on hydrogen which is currently being discussed by the two Federal governments. We would like to have it listed as a priority at the next summit meeting between President Reagan and Prime Minister Mulroney. As we've seen, it's in all our interests.

Thank you.

401
Zd
- 052
DOCUMENT : 850-33/011

Traduction du Secrétariat

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990

Document de travail

Richard D. Champagne

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

PLEASE NOTE

This document is made available by the Canadian Intergovernmental Conference Secretariat (CICS) for education and/or information purposes only. Any misuse of its contents is prohibited, nor can it be sold or otherwise used for commercial purposes. Reproduction of its contents for purposes other than education and/or information requires the prior authorization of the CICS.

VEUILLEZ NOTER

Ce document est distribué par le Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes (SCIC) à des fins éducatives et informatives seulement. Il est interdit de l'utiliser à mauvais escient, de le vendre ou de s'en servir à des fins commerciales. Il est également interdit d'en reproduire le contenu pour des fins autres que l'éducation ou l'information, à moins d'avoir obtenu au préalable l'autorisation du SCIC.

DOCUMENT DE TRAVAIL

présenté par

Richard D. Champagne,
président,
Conseil de l'industrie de l'hydrogène

à la
Conférence des Gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre
et des Premiers ministres de l'Est du Canada

et à

leur Comité international du Nord-Est sur l'Énergie

à l'occasion du

Colloque international sur l'énergie dans les années 1990

Québec, du 9 au 11 avril 1986

4. des programmes dynamiques de recherche et de développement en matière d'hydrogène, subventionnés par le gouvernement et par le secteur privé.

Le Canada s'est engagé à fond dans cette industrie en pleine croissance. Nous avons donc beaucoup à offrir dans le domaine de l'hydrogène.

Comme vous le savez sans doute, il est presque impossible de conclure un marché ... et encore moins de le mener à terme ... si les parties n'y trouvent pas toutes leur intérêt.

Je crois que cela vaut particulièrement en ce qui concerne le développement technologique du secteur de l'hydrogène et les perspectives d'échanges en matière d'hydrogène et d'énergie entre nos deux pays.

Nous devons reconnaître deux faits essentiels :

Nous au Canada possédons des ressources ainsi que des techniques et des compétences particulières, tandis que vous, au Sud, représentez un immense marché disposant de techniques et de compétences différentes. En réunissant ces atouts, nous ne pouvons que nous rendre à l'évidence que nous gagnerions tous deux à faire affaire ensemble.

Commençons donc par évaluer la demande d'électricité à long terme.

Aux fins de cette proposition, la demande actuelle des États de la Nouvelle-Angleterre ainsi que de la New York Power Authority atteint environ 40 000 MW. En fait d'équipement, les besoins pour l'an 2000 sont évalués à quelques 60 000 MW, ce qui signifie ce que le réseau devra être amélioré avec de nouveaux équipements.

Les solutions traditionnelles

Pour satisfaire à cette demande, les solutions traditionnelles, c'est-à-dire les centrales au charbon, au mazout ou à l'uranium, coûtent de 750 millions à 2 milliards de dollars US pour 500 MW, soit environ 1 500 à 4 000 dollars le KW de puissance installée.

Comme nous pouvons le voir, ce type d'équipement nécessite des investissements coûteux. Il faut en outre prévoir l'installation de gros équipements ayant une durée de vie utile de 30 ans pour répondre à une demande bien établie, chose qu'il est très difficile de définir avec certitude de nos jours. Songeons

seulement à l'instabilité du prix du pétrole, aux nouvelles technologies et aux politiques en matière de conservation de l'énergie. L'installation de gros équipements doit être précédée de rigoureuses études d'impacts sur l'environnement. Il est impensable aujourd'hui de construire ce genre d'équipements près de la clientèle de nos centres urbains. La construction de nouvelles centrales nucléaires posera des problèmes d'acceptation encore plus sérieux, surtout dans les grands centres.

Il existe pourtant une autre option

Les grandes entreprises de services publics des États de la Nouvelle-Angleterre et de New York envisagent actuellement la possibilité d'utiliser des piles à combustible pour produire de l'électricité dans les villes. La International Fuel Cell, entreprise conjointe de United Technology et de Toshiba, est sur le point de lancer sur le marché une pile à combustible de 11 MW. Le prix de lancement des trois premières piles à combustible sera de 36 millions de dollars US, celui des 20 prochaines unités, de 20 millions de dollars US, et la production en masse devrait permettre d'en abaisser le coût à 1 000\$ le KW de puissance installée.

Cette option comporte bon nombre d'avantages :

- A) grâce à leur conception modulaire, les piles à combustible permettent de répondre rapidement à la demande, puisqu'on peut y ajouter plus d'unités ou en arrêter le fonctionnement à n'importe quel moment;
- B) l'alimentation à l'hydrogène n'entraîne ni bruit ni pollution;
- C) ce genre d'équipement peut donc être installé dans les villes à proximité de la demande, réduisant ainsi les pertes et le coût du transport, et produisant en outre un effet stabilisateur sur le réseau;
- D) bien que cette option utilise le combustible "idéal" -- l'hydrogène --, il peut néanmoins être transporté sous diverses formes, soit
 - . le gaz naturel
 - . le méthanol
 - . le gaz ammoniac

Cependant, les entreprises de services publics dont j'ai parlé s'inquiètent de l'alimentation en combustible nécessaire pour faire fonctionner les piles à combustibles. Aujourd'hui les sociétés de gaz naturel se montrent intéressées à fournir le

combustible, mais il n'y a aucune garantie à moyen terme. Étant donné l'intérêt que manifestent les entreprises de services publics dans l'exploitation à long terme des piles à combustible, elles doivent envisager la question de la sécurité d'approvisionnement à des prix concurrentiels.

C'est justement là que l'industrie de l'hydrogène fait valoir ses avantages. Cette solution garantit en effet la sécurité d'approvisionnement qui permettra à un système de piles à combustible de répondre à un appel maximum ou minimal de puissance électrique dans les villes du nord-est des États-Unis.

Certaines provinces de l'Est du Canada, particulièrement le Québec, avec sa Baie-James, sont en mesure de produire de l'hydrogène électrolytique et de le transporter par pipeline. Vous savez certainement qu'il est plus économique de transporter l'énergie électrique sous forme d'hydrogène gazeux que par ligne de haute tension sur des distances dépassant 500 km. Pour de si longues distances, il est en effet possible de conserver l'hydrogène dans le pipeline, contrairement à l'électricité qui ne peut être conservée dans les lignes de transmission.

Dans une première étape, le pipeline d'hydrogène du Québec pourrait être relié au réseau de gaz naturel des États du Nord-Est, étant donné qu'on peut facilement mélanger de 10 à 20 p. 100 d'hydrogène au gaz naturel. La sécurité d'approvisionnement à long terme du système de piles à combustible serait ainsi assurée, à des prix concurrentiels. D'ici 10 à 15 ans, le coût de l'hydrogène gazeux du Québec utilisé pour les piles à combustible se comparera avantageusement aux coûts de conversion au gaz naturel -- avec le grand avantage qu'il n'entraîne aucune pollution.

L'industrie de l'hydrogène espère pouvoir collaborer avec les entreprises de services publics américaines intéressées à étudier la faisabilité de cette option, en analysant les coûts de production et d'approvisionnement d'hydrogène tiré d'énergies renouvelables (l'hydro-électricité) et tiré de techniques canadiennes d'électrolyse.

Le Québec devra prendre d'ici quelques années certaines décisions importantes, au regard de l'intérêt manifesté par les pays européens à notre hydro-électricité transmise sous forme d'hydrogène liquide et sous d'autres formes. Au cours de ses échanges avec l'Agence internationale de l'énergie, notre Conseil a déjà entamé des discussions avec l'Allemagne et la

Suède, qui semblent intéressées à se procurer des centaines de mégawatts d'hydrogène à partir d'une source d'énergie renouvelable pour des fins industrielles et pour combler un appel maximum de puissance électrique. Bien que nous soyons conscients des avantages économiques et écologiques que procure ce genre de solution, le potentiel d'énergie du Québec demeure tout de même limité, et des choix s'imposent.

Nous reconnaissons qu'il importe de favoriser le développement technologique et de traduire les idées innovatrices en applications et en projets concrets. C'est dans cette perspective qu'un programme canado-américain de développement et d'implantation de technologies de l'hydrogène a été proposé par l'industrie, sous le parrainage de notre Conseil, au ministère des Affaires extérieures du Canada et au Secrétariat d'État américain.

Ces deux ministères ont vu dans l'hydrogène le fondement d'un programme coopératif bilatéral qui pourrait permettre d'atteindre bon nombre d'objectifs économiques et sociaux dans les deux pays. Ils étudient actuellement tous deux cette proposition.

Pour les gouvernements, le temps est venu d'ajuster son rôle de manière à compléter les intérêts divers de l'industrie et des administrations locales, et à répondre aux intérêts aussi bien canadiens qu'américains en élaborant ce nouveau cadre de collabor-

ration. Avec le début des pourparlers sur le libre-échange, le programme conjoint de développement de la technologie de l'hydrogène pourrait servir de modèle de collaboration et de développement industriel mutuel.

Grâce à un tel accord, le Canada pourrait participer conjointement avec les États-Unis à un programme important de développement technologique, en offrant comme contribution nos technologies avancées en matière d'hydrogène. Il serait également possible de mettre rapidement en oeuvre un grand nombre de projets conjoints, comme :

1. une centrale pouvant produire 10 tonnes/jour d'hydrogène liquide, construite actuellement au Québec par Hydro-Québec et Air Liquide Canada en vue de fournir de l'hydrogène commercial au marché du nord-est des États-Unis;
2. l'approvisionnement de la NASA, à l'échelle expérimentale, en hydrogène liquide électrolytique produit au Canada;
3. la conversion de locomotives à l'hydrogène;
4. la conception de véhicules motorisés fonctionnant à l'hydrogène et destinés aux régions éloignées, comme des véhicules lourds pour la phase II de la Baie-James et des véhicules utilisés dans les mines souterraines;
5. une participation canadienne à la production sur une grande échelle de méthanol à Hawaii, à partir de la biomasse de bois et de l'hydrogène électrolytique;

6. la fourniture d'hydrogène liquide au programme aérospatial des États-Unis, y compris pour le véhicule transatmosphérique et pour la station spatiale, pour lesquels nous avons conçu le bras spatial canadien et engagé des fonds atteignant 800 millions de dollars;
7. la valorisation des huiles lourdes et l'exploitation par hydrogénation des sables bitumineux du Canada;
8. et enfin, le projet que nous prônons aujourd'hui, soit la fourniture d'hydrogène, par pipeline, aux réseaux électriques aux États-Unis pour alimenter des centrales de piles à combustible, au niveau de la distribution.

Les avantages que pourraient engendrer la réalisation de tels projets sont multiples, autant sur le plan économique que social :

1. l'amélioration sensible des programmes de recherche et de développement;
2. un accroissement appréciable du commerce;
3. de nouveaux projets d'exploitation des ressources;
4. la réduction des polluants et des pluies acides;
5. l'établissement d'une solide industrie de l'hydrogène dans les deux pays.

En plus d'être les plus grands partenaires commerciaux du monde, les États-Unis et le Canada continuent de collaborer activement à consolider la relation de bon voisinage si nécessaire entre deux pays qui dominent un continent entier et partagent un certain nombre des mêmes aspirations politiques et sociales.

Aujourd'hui, nous demandons aux Gouverneurs des États de la Nouvelle-Angleterre et aux Premiers ministres des provinces de l'Est du Canada d'étudier la possibilité d'utiliser des piles à combustible utilisant l'hydrogène électrolytique produit au Canada comme combustible d'appoint. Par la même occasion, nous sollicitons également votre appui en ce qui concerne l'accord canado-américain sur l'hydrogène dont discutent à l'heure actuelle les gouvernements des deux pays. Nous aimerions voir cette accord figurer sur la liste des priorités du prochain sommet qui aura lieu entre le Président Reagan et le Premier ministre Mulroney. Comme nous l'avons vu, nous avons tous quelque chose à y gagner.

Merci.

CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/012

Government
Publications

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Remarks by Governor Madeleine M. Kunin

Free Trade in Energy and Economic Development Opportunities
in the 1990's

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

REMARKS BY GOVERNOR MADELEINE M. KUNIN

QUEBEC CITY, APRIL 11, 1986

FREE TRADE IN ENERGY AND ECONOMIC DEVELOPMENT OPPORTUNITIES IN
THE 1990'S

MESDAMES ET MESSIEURS...

IT IS A GREAT PLEASURE TO JOIN YOU HERE THIS MORNING TO BEGIN A
DIALOGUE WITH PREMIER BOURASSA AND THE OTHER CANADIAN PREMIERS ON
ISSUES OF MUTUAL CONCERN TO VERMONT AND CANADA.

C'EST UN GRAND PLAISIR D'ETRE ICI CE MATIN AVEC PREMIER BOURASSA
ET LES AUTRES PREMIERS POUR COMMENCER UN DIALOGUE ENTRE LE
VERMONT ET LE CANADA SUR LES QUESTIONS QUI NOUS CONCERNENT.

OUR RESPECTIVE STATES AND PROVINCES FULLY RECOGNIZE THAT IT IS IN
OUR COMMON INTEREST TO ENCOURAGE TO THE GREATEST EXTENT POSSIBLE
THE TYPE OF DIALOGUE WHICH IS BEING INITIATED HERE.

FREE TRADE IN ENERGY AND OTHER ECONOMIC DEVELOPMENT AREAS -- IF
CARRIED OUT WITH RESPECT FOR ONE ANOTHER'S INTERESTS AND
CONCERNS -- WILL BENEFIT US BOTH.

WE ALSO RECOGNIZE THAT THERE IS A DIRECT CORRELATION BETWEEN THE
PRICE AND AVAILABILITY OF ENERGY BOTH ELECTRICITY AND NATURAL GAS
AND FUTURE ECONOMIC GROWTH.

NO ONE TODAY DISPUTES THAT INTERDEPENDENCE.

WHAT WE CONTINUE TO DEBATE, TO NEGOTIATE, TO PLAN, IS HOW TO DEVELOP AND DISTRIBUTE ENERGY SUPPLIES ACROSS OUR COMMON BORDER IN A MANNER WHICH BENEFITS US BOTH.

OUR MAJOR CONCERN -- AS YOU CAN WELL APPRECIATE -- IS TO HAVE A LONG-TERM, STABLE, AND REASONABLE SOURCE OF ENERGY.

FROM YOUR PERSPECTIVE, I ASSUME, YOU WISH TO HAVE A STEADY, STABLE CUSTOMER.

PERHAPS THE KEY WORD HERE IS, IN FACT, STABILITY.

HOW DO WE ACHIEVE THAT IN A WORLD CLIMATE WHICH IS CHARACTERIZED AS BEING HIGHLY UNSTABLE IN ITS ABILITY TO PROJECT BOTH ECONOMIC CYCLES AND ENERGY CYCLES?

FEW IN THIS ROOM WOULD HAVE PREDICTED, JUST A YEAR AGO, THAT THE PRICE OF OIL WOULD FALL TO BELOW TEN DOLLARS A BARREL. CERTAINLY NO ONE IN TEXAS DID.

NEITHER DID I THINK THAT I WOULD EVER FEEL SYMPATHY -- AND I ADMIT IT HAS NOT QUITE REACHED THAT STATE -- FOR THE ENERGY PRODUCING STATES WHO ONCE BOASTED, "DRIVE 75, FREEZE A YANKEE."

AS WE COULD NOT PREDICT TODAY'S PRICES, NEITHER CAN WE PREDICT
NEXT YEAR'S PRICES.

WHAT IS GEORGE BUSH GOING TO SAY NEXT?

IS THIS MERELY A CORRECTION, OR AN ABERRATION? WILL OPEC GET ITS
ACT TOGETHER AFTER ALL?

BUT WE IN THIS ROOM HAVE A RESPONSIBILITY TO MAKE DECISIONS WHICH
WILL EFFECT OUR ENERGY AND ECONOMIC FORTUNES DESPITE THE
FLUCTUATIONS IN ENERGY PRICES WHICH HAVE EXISTED HISTORICALLY,
AND WHICH INEVITABLY WILL CONTINUE TO OCCUR.

OUT OF THE SURROUNDING CONFUSION, WE MUST CREATE ORDER.

I BELIEVE WE WILL SUCCEED IF WE CONTINUE TO RELY UPON ONE ANOTHER
AS LONG-TERM ALLIES AND FRIENDS, IF WE CONTINUE TO HAVE
SUBSTANTIVE AND OPEN CHANNELS OF COMMUNICATION, AND IF WE AGREE
ON CERTAIN BASIC PRINCIPLES.

A FIRST PRINCIPLE, IN MY VIEW, IS THAT WE HAVE -- AND I SPEAK FOR
THE STATE OF VERMONT -- A CONTINUING INTEREST IN SECURING FURTHER
CANADIAN POWER.

I ASSUME THAT CANADA, IN TURN, IS INTERESTED IN EXPORTING
ADDITIONAL POWER.

OUR STANDARDS FOR SUCH FUTURE AGREEMENTS ARE SIMPLE -- STABILITY, LONG-TERM AVAILABILITY AND PRICE.

A SECOND PRINCIPLE WHICH I WISH TO CLARIFY, IS THAT IT IS MY BELIEF THAT THE STATE -- AS AN ENTITY -- HAS A CONTINUING ROLE TO PLAY IN THIS PROCESS OF NEGOTIATION AND PLANNING FOR FUTURE POWER SOURCES. THIS WILL NOT BE AT THE EXCLUSION OF PRIVATE UTILITIES, BUT, I BELIEVE IT WILL BE IN THE INTEREST OF THE CUSTOMERS WE ALL SHARE EQUALLY -- THE PUBLIC.

A THIRD PRINCIPLE, WHICH I KNOW YOU UNDERSTAND AS CLEARLY AS WE DO, IS THAT WE HAVE TO TAKE INTO CONSIDERATION CERTAIN REALITIES OF MOVING ENERGY FROM ONE LOCATION TO ANOTHER -- NAMELY ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES CAUSED BY THE CONSTRUCTION OR EXPANSION OF TRANSMISSION LINES.

A FOURTH PRINCIPLE, FOR US, AS IMPORTERS, IS THAT WE MUST WEIGH THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF FURTHER ENERGY IMPORTS. IS THE LOSS OF TAX DOLLARS, JOBS, AND CONTROL OVER OUR POWER SUPPLIES, OUTWEIGHED BY THE CLEAR GAIN OF LOW COST, STABLE, LONG TERM POWER?

THAT IS BOTH THE ECONOMIC AND POLITICAL QUESTION WHICH WE MUST DECIDE, STEP BY STEP, AS WE PROCEED FURTHER DOWN THE PATH WE HAVE CARVED OUT BETWEEN OUR TWO REGIONS.

A FINAL PRINCIPLE -- WHICH WE HAVE NOT FULLY ARTICULATED THUS FAR, IS WORTH NOTING -- AND THAT IS, THAT I FIRMLY BELIEVE THERE IS A CLEAR CONNECTION BETWEEN OUR ENERGY CONTRACTS AND FUTURE AGREEMENTS ON TRADE IN OTHER AREAS.

ENERGY HAS BUILT THE BRIDGE. THROUGH IT, WE HAVE LEARNED TO WORK WITH ONE ANOTHER, TO TRUST ONE ANOTHER, AND TO RECOGNIZE THE MUTUAL BENEFITS OF TRADE.

NOW WE CAN WALK ON THAT BRIDGE -- BACK AND FORTH -- AS WE DO WITH TOURISM, WITH OTHER COMMODITIES, SUCH AS MORE BUSINESSES FROM CANADA LOCATING IN VERMONT, MORE EXPORT OF VERMONT GOODS AND SERVICES TO CANADA, AND A DECREASE IN TRADE AND TARIFF BARRIERS.

CLEARLY, WE HAVE A STRONG INTEREST IN THAT REGARD. IN THE SUMMER OF THIS YEAR, 1986, WE EXPECT TO IMPORT MORE THAN 300 MEGAWATTS OF CANADIAN POWER INTO VERMONT.

THAT IS SLIGHTLY MORE THAN ONE THIRD OF OUR PEAK LOAD. IN AMERICAN DOLLARS, THAT TRANSLATES INTO 75 MILLION DOLLARS ANNUALLY, EQUALLING, THROUGH THE 1990'S, AN ASTOUNDING TOTAL OF A BILLION DOLLARS LEAVING VERMONT AND ENTERING CANADA.

IN RETURN, WE RECOGNIZE ENERGY COST SAVINGS, BUT WE ALSO MUST TAKE INTO ACCOUNT THE LOSS OF CAPITAL AND JOBS AND TAX REVENUES. TO COMPENSATE FOR THAT, WE LOOK GLADLY ON FURTHER INVESTMENT BY CANADA IN VERMONT.

LAST FALL, I HEADED A TRADE MISSION TO QUEBEC AND TORONTO WHICH MARKED THE FIRST TIME THAT SUCH A FORMAL EFFORT AT ENHANCED TRADE RELATIONS WAS INITIATED ON A STATE AND PROVINCIAL LEVEL. BOTH THE PRESIDENT AND PRIME MINISTER MULRONEY ARE PURSUING MORE OPEN TRADE RELATIONS BETWEEN OUR TWO COUNTRIES.

THEY HAVE AGREED TO BEGIN BILATERAL TRADE NEGOTIATIONS WITHOUT PRECONDITIONS AND HOUSE SPEAKER THOMAS O'NEILL PREDICTED QUICK CONGRESSIONAL APPROVAL OF SUCH BILATERAL TRADE TALKS WITH CANADA. WE RECOGNIZE THAT CANADA IS OUR LARGEST TRADING PARTNER. IN 1985, THE UNITED STATES DID \$116.5 BILLION IN TRADE -- BOTH IMPORTS AND EXPORTS -- WITH CANADA, COMPARED TO \$95 BILLION WITH JAPAN.

THE LOCATION OF CANADIAN FIRMS IN VERMONT -- PARTICULARLY ALONG OUR NORTHERN BORDER -- HAS BEEN WELCOMED. TODAY SOME 20 CANADIAN COMPANIES ARE LOCATED HERE, PROVIDING JOBS TO VERMONT, AND ACCESS TO AMERICAN MARKETS FOR CANADA.

WE WOULD LIKE TO ENCOURAGE SUCH ACTIVITIES, IN TANDEM WITH DEVELOPING OUR LONG-TERM ENERGY RELATIONSHIP.

SOME RESEARCH REVEALED THAT VERMONT HAS BEEN IMPORTING CANADIAN ELECTRICITY SINCE 1914, WHEN THE SHERBROOKE RAILROAD AND POWER COMPANY SOLD ELECTRICITY TO THE TOWN OF DERBY.

CITIZENS UTILITY IN NORTHERN VERMONT HAS BEEN RECEIVING ELECTRICITY FROM QUEBEC FOR MORE THAN 60 UNINTERRUPTED YEARS.

TODAY, WE ARE MORE CLOSELY UNITED THAN EVER BEFORE. THIS PAST SEPTEMBER, VERMONT BEGAN RECEIVING 150 MEGAWATTS OF HYDRO-QUEBEC FIRM POWER -- ALMOST 20 PERCENT OF VERMONT'S PEAK DEMAND. THIS POWER IS SOLD TO US OVER AN INITIAL FIVE YEAR PERIOD, WITH AN ADDITIONAL FIVE YEAR EXTENSION.

IN THE SUMMER OF 1986, NEW ENGLAND WILL BEGIN RECEIVING ENERGY UNDER WHAT HAS BECOME KNOWN AS THE PHASE I AGREEMENT, NEGOTIATED BETWEEN NEPOOL AND HYDRO-QUEBEC, BRINGING POWER FROM JAMES BAY TO ALL OF NEW ENGLAND. THIS CONTRACT REFLECTS A 690 MEGAWATT PROJECT.

LATER IN 1990, NEW ENGLAND EXPECTS TO HAVE ADDITIONAL MEGAWATTS FLOWING FROM QUEBEC, THROUGH PHASE II, A 2,000 MEGAWATT PROJECT.

OUR ENERGY DESTINIES ARE ALREADY CLOSELY INTERTWINED, AND THE POLICIES OF BOTH OUR REGIONS HAVE HISTORICALLY FOSTERED THIS CLOSE RELATIONSHIP.

IN 1963, THE CANADIAN NATIONAL GOVERNMENT ANNOUNCED A NATIONAL POWER POLICY THAT ENCOURAGED THE EXPORT OF LARGE BLOCKS OF POWER FOR EXTENDED PERIODS TO ENABLE CANADIAN UTILITIES TO ACHIEVE ECONOMIES OF SCALE THROUGH THE CONSTRUCTION OF LARGE HYDROELECTRIC STATIONS.

I PERSONALLY HAD THE PLEASURE OF VISITING JAMES BAY LAST SPRING AND SEEING THE ENORMOUS CONSEQUENCES OF THAT FAR SIGHTED POLICY PROMOTED BY SUCCESSIVE GOVERNMENTS, INCLUDING OF COURSE PREMIER BOURASSA. THAT VISIT HEIGHTENED MY AWARENESS OF THE GREAT HYDROELECTRIC RESOURCES WHICH ARE AT YOUR DISPOSAL.

MORE RECENTLY, I REVIEWED THE NEWLY ISSUED 'HYDRO-QUEBEC DEVELOPMENT PLAN, 1986-88, HORIZON 1995,' AND FOUND THAT POLICY REAFFIRMED MOST EXPLICITLY. FOR EXAMPLE: OBJECTIVE 1. "MAXIMIZE REVENUES ASSOCIATED WITH THE SALES OF EXISTING SURPLUSES." (P. 71)

NOW THAT WE HAVE AN ESTABLISHED PARTNERSHIP BETWEEN US, WHAT DIRECTIONS DOES NEW ENGLAND TAKE IN THE YEARS AHEAD?

ONE OPTION FOR US, IS TO TAKE ADVANTAGE OF FAVORABLE OPPORTUNITIES IN CANADA. IN ADDITION, WE WILL CONTINUE TO MEET OUR ENERGY NEEDS IN OTHER WAYS: SMALL SCALE DEVELOPMENT OF RENEWABLE RESOURCES WHERE WE HAVE SEEN EXTRAORDINARY ACTIVITY OF LATE, TOTALING 238 MEGAWATTS IN APPLICATIONS, COGENERATION, CONTINUED STRESS ON CONSERVATION, LOAD MANAGEMENT AND BULK POWER PURCHASES AMONG THE REGIONS.

I PERSONALLY DO NOT THINK WE CAN AFFORD TO NEGLECT ANY OF THESE STRATEGIES, SIMPLY BECAUSE WE MAY BE DELUDED INTO THINKING THAT THE PRICE OF OIL WILL REMAIN AT CURRENT LEVELS. CONSERVATION, EVEN THOUGH IT DOES NOT HAVE THE ECONOMIC PRESSURES PROPELLING IT AS IT DID WHEN PRICES WERE RISING, STILL REMAINS A PRIMARY INVESTMENT FOR US.

BUT IN ADDITION, I BELIEVE THAT LONG-TERM CONTRACTS -- 30 TO 35 YEARS -- OF FIRM CAPACITY FROM CANADIAN SUPPLIERS COULD PROVIDE OUR REGION AND OUR FEDERAL GOVERNMENT WITH THE ASSURANCE WHICH HAS BEEN ABSENT IN THE PAST.

THE BENEFITS TO BOTH SIDES COULD BE MAXIMIZED; NEW ENGLAND WOULD RECEIVE ASSURANCES OF STABILITY IN ITS ENERGY PICTURE OF LOW COST POWER AND ENERGY, AND CANADA WOULD REALIZE LONG-TERM PAYBACKS AND PROFITS.

OUR ULTIMATE JOINT GOAL IS TO HAVE REASONABLE AND COMPETITIVE ENERGY PRICES ON OUR SHARED NORTH AMERICAN CONTINENT SO THAT WE CAN CONTINUE TO EXPAND OUR ECONOMIES FOR THE BENEFIT OF OUR CITIZENS.

WE KNOW ALL TOO WELL THAT IF WE CANNOT BE COMPETITIVE IN ENERGY COSTS, IN A GLOBAL ECONOMY, WE CANNOT CONTINUE TO IMPROVE OUR STANDARD OF LIVING.

FOR CONSUMERS, HIGH PRICES FOR ENERGY CUTS INTO DISPOSABLE INCOME. FOR BUSINESS, HIGH PRICES CUT PROFITS AND RESTRICT CAPITAL AVAILABLE FOR SUCH ITEMS AS RESEARCH AND DEVELOPMENT.

FROM THE EARLY 1970'S TO THE EARLY 1980'S, THE SHARE OF DISPOSABLE INCOME THAT PAID FOR ENERGY GOODS NATIONALLY WENT FROM ABOUT 12 PERCENT TO 20 PERCENT. IN VERMONT, OUR ENERGY SHARE INCREASED FROM 15 PERCENT TO 19 PERCENT. THE PRICE OF ENERGY GOODS GREW FASTER THAN PERSONAL INCOME, IN BOTH THE STATE AND THE NATION.

OUR DESIRE TO REVERSE THIS TREND, TO REDUCE THE COST OF ENERGY AND INCREASE OUR STANDARD OF LIVING, FUELS OUR DETERMINATION TO PURSUE THE PRINCIPLES I OUTLINED AT THE START:

---A CONTINUING INTEREST IN SECURING FURTHER CANADIAN POWER.

---AN ONGOING ROLE FOR STATE GOVERNMENT IN THIS PROCESS.

---A CONCERN FOR ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES RELATED TO TRANSMISSION LINES.

---THE NECESSITY TO WEIGH THE PROS AND CONS OF DOMESTIC RENEWABLE ENERGY SOURCES VS. CANADIAN IMPORTS.

---AND FINALLY, A RECOGNITION OF THE LINKAGE BETWEEN TRADE IN ENERGY AND TRADE IN OTHER AREAS.

I PERSONALLY LOOK FORWARD TO BUILDING UPON THE PARTNERSHIP THAT HAS BEEN ESTABLISHED, AND I AM CONFIDENT THAT WE WILL BOTH SHARE IN THE LONG-TERM BENEFITS WHICH WILL RESULT.

MERCI BEAUCOUP, AND THANK YOU.

CA1
Z4
C 52

Document: 850-33/013

RECEIVED
11/10/86

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Notes for a Speech by
The Honorable Pierre MacDonald
Trade Liberalization

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986



NOTES FOR A SPEECH BY
THE HONORABLE PIERRE MACDONALD, MINISTRE DU COMMERCE EXTÉRIEUR
ET DU DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE

TRADE LIBERALIZATION

INTERNATIONAL CONFERENCE ON
ENERGY IN THE 1990s

APRIL 11, 1986

LADIES AND GENTLEMEN,

IT IS A PLEASURE TO BE GIVEN THIS OPPORTUNITY TO LOOK AT AN ISSUE WITH YOU TODAY WHICH WILL CLEARLY BE OF UTMOST IMPORTANCE TO OUR RESPECTIVE ECONOMIES NOT ONLY IN THE IMMEDIATE FUTURE, BUT FOR DECADES TO COME.

FIRST, I WOULD LIKE TO PUT THE QUESTION OF TRADE LIBERALIZATION IN AN INTERNATIONAL CONTEXT, DISCUSS WHAT IS AT STAKE IN ANY NEGOTIATIONS, AND THEN ADDRESS THE QUESTION OF QUÉBEC'S INTEREST FROM A BROADER PERSPECTIVE. FINALLY, I WILL COME TO ISSUES SPECIFICALLY RELATED TO ENERGY.

IT IS COMMONLY SAID THAT RISING PROTECTIONISM THREATENS THE ECONOMIC GROWTH SO NECESSARY IF WE ARE TO ACHIEVE OUR OVERALL OBJECTIVES OF SOCIAL WELL-BEING AND A FULFILLING LIFE STYLE. ALTHOUGH PRODUCTION AND WORLD TRADE HAVE GROWN SINCE 1985, PROBLEMS IN ADAPTING TO NEW CONDITIONS OF INTERNATIONAL SUPPLY AND DEMAND HAVE LED SEVERAL COUNTRIES TO LOOK TO PROTECTIONISM AS A WAY OF RESTORING EQUILIBRIUM IN THEIR BALANCE OF PAYMENTS. WE HAVE SEEN AN INCREASE IN NON-TARIFF IMPORT BARRIERS FOR BOTH GOODS AND SERVICES, WHICH COUNTERACTS THE BENEFITS OF REDUCED TARIFFS ACHIEVED THROUGH MULTILATERAL TRADE NEGOTIATIONS SUCH AS THE TOKYO ROUND, CONCLUDED IN 1979.

IN RECENT YEARS, AND MORE ACTIVELY IN THE LAST FEW MONTHS, OUR TWO COUNTRIES HAVE BEEN HOLDING VERY CLOSE DISCUSSIONS ABOUT PRODUCTS UNDER SCRUTINY BY THE USITC, SUCH AS LUMBER, PORK, COPPER AND FRESH GROUND FISH.

WE MUST NOT IGNORE OTHER FACTORS THAT INFLUENCE OUR FOREIGN TRADE STRUCTURE ON A WORLDWIDE BASIS. AS A MATTER OF FACT, ALONG WITH THE RISE OF NEOPROTECTIONISM, WE HAVE SEEN A CERTAIN EROSION OF THE MULTILATERAL FRAMEWORK FOR WORLD TRADE PROVIDED BY GATT, THE GENERAL AGREEMENT ON TARIFFS AND TRADE. DURING RECENT YEARS, WE HAVE ALSO SEEN THE CONSOLIDATION AND GROWING POWER OF REGIONAL TRADING BLOCS SUCH AS THE EUROPEAN ECONOMIC COMMUNITY, THE EUROPEAN FREE TRADE ASSOCIATION, ETC. THESE ARE GAINING IMPORTANCE, SOMETIMES AT THE EXPENSE OF GATT REGULATIONS. AND ALL AROUND THE WORLD, INDUSTRY HAS BEEN RESTRUCTURING IN ORDER TO ADAPT PRODUCTION SYSTEMS TO PEOPLE'S CHANGING NEEDS, AND TO THE EVOLUTION OF RELATIVE PRICES OF PRODUCTION FACTORS. FINALLY, WE HAVE WITNESSED THE EMERGENCE OF NEW INDUSTRIALIZED COUNTRIES WHICH ARE CAPTURING A GROWING SHARE OF WORLD TRADE, AND THE PROBLEMS OF DEVELOPING COUNTRIES, ESPECIALLY IN TERMS OF THEIR INTERNATIONAL DEBT PROBLEMS, WHICH OF COURSE AFFECT WORLD TRADE.

THE INTERNATIONAL DEVELOPMENTS I HAVE JUST DESCRIBED ARE CRUCIAL TO THE QUÉBEC ECONOMY, BECAUSE THE PROVINCE'S DOMESTIC MARKET IS TOO LIMITED TO OPTIMIZE ITS PRODUCTIVE RESOURCES. AND THIS IS WHY OPENING UP NEW FOREIGN MARKETS HAS ALWAYS BEEN A CONDITION OF QUÉBEC'S ECONOMIC DEVELOPMENT.

IN THIS CONTEXT, QUÉBEC DOES NOT OPPOSE CANADIAN GOVERNMENT INITIATIVES TO ENCOURAGE INTERNATIONAL TRADE NEGOTIATIONS, WHETHER MULTILATERALLY, UNDER THE AUSPICES OF GATT, OR BILATERALLY WITH THE UNITED STATES, OUR MAIN TRADING PARTNER. FROM OUR POINT OF VIEW, MULTILATERALISM AND BILATERALISM ARE NOT CONTRADICTORY. THEY ARE COMPLEMENTARY APPROACHES, BOTH DESIGNED TO PROMOTE TRADE LIBERALIZATION, AND NEITHER ONE IS INTENDED TO IMPOSE NEW TRADE BARRIERS. BESIDES, CANADA-UNITED STATES NEGOTIATIONS HAVE OFTEN SET THE TONE FOR MULTILATERAL TRADE NEGOTIATIONS SINCE THE GATT WAS FOUNDED.

THE ULTIMATE GOAL OF TRADE NEGOTIATIONS IS NOT FREE TRADE AS CLASSICAL ECONOMIC THEORY DESCRIBES IT. RATHER, IT IS TO DEFINE AND REFINE MEASURES WHICH ARE ACCEPTABLE WITHIN THE FRAMEWORK OF TRADE RELATIONS, AS WELL AS MECHANISMS FOR MANAGING THESE RELATIONS AND RESOLVING POTENTIAL CONFLICT. MULTILATERAL AND BILATERAL NEGOTIATIONS WILL DEAL WITH MORE OR LESS THE SAME ISSUES. WE ASSUME THAT THE OBJECTIVE OF CANADA-UNITED STATES NEGOTIATIONS IS NOT TO CREATE A CUSTOMS UNION OR A COMMON MARKET, BUT RATHER TO REACH AN AGREEMENT THAT WILL GUARANTEE AND IMPROVE MARKET ACCESS IN BOTH COUNTRIES.

CANADA AND THE UNITED STATES WILL PROBABLY LIMIT NEGOTIATIONS TO TRADE IN GOOD AND SERVICES, AND MOST LIKELY, INVESTMENT. LET'S EXAMINE THE BACKGROUND.

- FIRST, CANADA'S AVERAGE TARIFF LEVEL WILL BE ROUGHLY TWICE THE AMERICAN LEVEL (10% VERSUS 5%) WHEN THE FINAL TOKYO ROUND REDUCTIONS COME INTO EFFECT IN 1987. BUT THESE RELATIVELY LOW TARIFF LEVELS, IN RELATION TO THE DEPRECIATION OF THE CANADIAN DOLLAR DURING RECENT YEARS, HIDE HIGHER TARIFF LEVELS FOR SPECIFIC PRODUCTS SUCH AS PROCESSED OR FINISHED GOODS BASED ON NATURAL RESOURCES, AND GARMENTS.
- SECOND, THE TWO COUNTRIES HAVE ALWAYS HAD RECOURSE TO NON-TARIFF MEASURES TO CONTROL TRADE. WE EXPECT NEGOTIATIONS TO COVER GOVERNMENT PROCUREMENT, SAFEGUARDS, ANTIDUMPING DUTIES, SUBSIDIES AND COUNTERVAILING DUTIES, STANDARDS, INTELLECTUAL PROPERTY, LICENSING AND HARMONIZATION OF REGULATIONS.
- THIRD, WE WILL HAVE TO PLAN FOR THE CONDITIONS GOVERNING THE TRANSITION PERIOD, INDUSTRIAL ADJUSTMENT PROGRAMS, RULES OF ORIGIN, MECHANISMS FOR MANAGING THE AGREEMENT AND THE TREATMENT OF BOTH COUNTRY'S OTHER TRADING PARTNERS.

ALTHOUGH THE QUÉBEC GOVERNMENT DOES NOT OPPOSE NEGOTIATIONS, WE WILL BE IN A BETTER POSITION TO ANALYZE THEIR OUTCOME ONCE WE HAVE A CLEARER PICTURE OF THEIR ACTUAL IMPACT ON THE QUÉBEC ECONOMY. TO DO THIS, WE MUST BE CLOSELY INVOLVED IN CANADA-UNITED STATES NEGOTIATIONS SO WE CAN MAKE AN ENLIGHTENED JUDGEMENT ABOUT THEIR CONSEQUENCES. THIS INVOLVEMENT IS ESSENTIAL SINCE THE TRADE NEGOTIATIONS WILL ADDRESS VARIOUS ISSUES, SOME OF THEM IMPINGING ON PROVINCIAL JURISDICTION, SUCH AS GOVERNMENT PROCUREMENT, LIQUOR BOARD PRACTICES, SERVICES (TRANSPORTATION, FINANCE, CONSULTING ENGINEERING, ETC.), STANDARDS, EXPORT FINANCING, AID TO INDUSTRY AND THE MANAGEMENT OF NATURAL RESOURCES OWNED BY THE PROVINCE.

WE ARE ALSO AWARE THAT ANY AGREEMENT IS BOUND TO CREATE CERTAIN PROBLEMS. FOR TRADITIONNALLY PROTECTED INDUSTRIES SUCH AS TEXTILES AND GARMENTS, THE ADJUSTMENT COSTS OF FREER TRADE MAY BE HIGH. THE TRANSITION PERIOD MUST BE DEFINED, AND ADJUSTMENT PROGRAMS AS WELL AS CLAUSES TO SAFEGUARD DOMESTIC PRODUCTION FROM AN OVERWHELMING INCREASE IN IMPORTS MUST BE IN PLACE TO HELP BUSINESSES, WORKERS AND REGIONS ADAPT TO THIS CHANGED ENVIRONMENT.

I WOULD NOW LIKE TO TOUCH UPON SOME OF THE OBJECTIVES AND PRINCIPLES WE SEE AS ESSENTIAL TO ANY AGREEMENT:

- 1) THE TRANSITION PERIOD AND ADJUSTMENT PROGRAMS MUST TAKE INTO ACCOUNT THE EXISTING IMBALANCE BETWEEN THE PRODUCTION CAPABILITIES AND OVERALL PRODUCTIVITY LEVELS OF THE TWO COUNTRIES;
- 2) ACCESS TO THE US MARKET FOR OUR NATURAL RESOURCES MUST BE MAINTAINED AND IMPROVED, AND WE MUST OBTAIN CONDITIONS THAT ENCOURAGE MORE PROCESSING OF THESE RESOURCES HERE IN QUÉBEC;
- 3) FOR THE MANUFACTURING INDUSTRIES, THE AGREEMENT MUST INCLUDE A PERIOD DURING WHICH TRADE BARRIERS ARE REDUCED OR ELIMINATED, TAKING INTO ACCOUNT QUÉBEC'S INDUSTRIAL DEVELOPMENT AS WELL AS THE CHARACTERISTICS OF EACH INDUSTRY;

- 4) IN THE AREA OF SERVICES, WE MUST EXPAND OUR PRESENT LIMITED KNOWLEDGE OF INTERNATIONAL TRADE AS IT RELATES TO SERVICES BEFORE WE CAN IDENTIFY MUTUAL ADVANTAGES TO BE NEGOTIATED;
- 5) AGRICULTURE MUST BE GRANTED SPECIAL STATUS, GIVEN THE EXTENT OF GOVERNMENT INVOLVEMENT CONSIDERED NECESSARY UP TO NOW FOR MAINTAINING AGRICULTURAL STABILITY. THE SAME MUST APPLY TO CULTURE, WITH POLICIES AND PROGRAMS THAT REFLECT QUÉBEC'S DISTINCTIVENESS;
- 6) ONE PROMISING AVENUE TO EXPLORE IS THE POSSIBILITY OF EXPANDING THE GATT AGREEMENT APPLYING TO GOVERNMENT PROCUREMENT, TO INCLUDE NEW ENTITIES. GOVERNMENT PURCHASES IN NORTH AMERICA REACHES 400 TO 500 BILLION DOLLARS, LESS THAN 10% OF WHICH WOULD BE SUBJECT TO THE AGREEMENT. BUT THE POLICIES AND PRACTICES OF GOVERNMENT PURCHASING LIMIT ACCESS TO THESE MARKETS, SEVERAL OF WHICH ARE ATTRACTIVE FOR QUÉBEC FIRMS. THE REQUIREMENTS OF LOCAL CONTENT AND FINAL ASSEMBLY SET OUT IN THE BUY AMERICA ACT OF 1933, AND PREFERENTIAL CLAUSES IN MOST LAWS GOVERNING THE USE OF PUBLIC FUNDS, SUCH AS THE 1984 SURFACE TRANSPORTATION ASSISTANCE ACT, CONSTITUTE GROWING OBSTACLES TO MAJOR PUBLIC SECTOR CONTRACTING;
- 7) CANADA COULD BE EXEMPT FROM SOME OF THE PROTECTIVE MEASURES RELATED TO UNITED STATES IMPORTS. ON OCCASION, CANADIAN EXPORTS HAVE BEEN SUBJECT TO IMPACT RESTRICTIONS EVEN THOUGH THEY HAD NOTHING TO DO WITH THE DIFFICULTIES EXPERIENCED BY AMERICAN PRODUCERS, SIMPLY BECAUSE ACCORDING TO GATT, THE MEASURES MUST APPLY INDISCRIMINATELY TO ALL FOREIGN COUNTRIES. AS PART OF A BILATERAL AGREEMENT TO LIBERALIZE TRADE, CANADA AND THE UNITED STATES COULD MUTUALLY EXEMPT EACH OTHER FROM SUCH MEASURES;
- 8) THE TRADE LAWS OF THE TWO COUNTRIES MUST BE BETTER-DEFINED TO PREVENT AN ARBITRARY DETERIORATION IN THE CONDITIONS OF MARKET ACCESS.

THIS LIST IS OBVIOUSLY NOT EXHAUSTIVE. IT IS SIMPLY INTENDED TO ILLUSTRATE THE COMPLEXITY OF THE NEGOTIATIONS. AN INTER-DEPARTMENTAL TECHNICAL COMMITTEE HAS BEEN SET UP IN RECENT WEEKS TO STUDY THE IMPACT OF TRADE LIBERALIZATION ON THE QUÉBEC ECONOMY. THE COMMITTEE IS MARKING TOWARD A DEFINITION OF QUÉBEC'S OBJECTIVES AND PRIORITIES WITHIN THE FRAMEWORK OF TRADE NEGOTIATIONS. WE ALSO HAVE SET UP AN ADVISORY COMMITTEE COMPOSED OF HIGHLY QUALIFIED REPRESENTATIVES FROM THE PUBLIC AND PRIVATE SECTORS, UNDER THE CHAIRMANSHIP OF MR. JAKE WARREN, FORMER CANADIAN AMBASSADOR TO THE UNITED STATES AND CHIEF CANADIAN NEGOTIATOR FOR THE TOKYO ROUND MULTILATERAL TRADE NEGOTIATIONS. THIS COMMITTEE WILL ALSO PLAY A PRIMARY ROLE IN FORMULATING QUÉBEC NEGOTIATING STRATEGY.

LET US NOW LOOK MORE CLOSELY AT ENERGY IN PARTICULAR.

ONE OF QUÉBEC'S OBVIOUS PRIORITIES WITHIN THE CONTEXT OF CANADA-UNITED STATES NEGOTIATIONS IS TO MAINTAIN AND INCREASE ELECTRICITY SALES TO THE UNITED STATES. AS FAR AS ELECTRICITY IS CONCERNED, THERE IS ALREADY A DE FACTO FREE TRADE ZONE IN NORTH AMERICA, IN THAT NO TARIFF OR NON-TARIFF BARRIERS NOW APPLY. FOR THE LAST DECADE OR SO, STATES AND PROVINCES IN THE NORTHEAST HAVE REAPED MAJOR BENEFITS FROM THIS SITUATION.

BUT THIS DOES NOT MEAN THAT WE SHOULD RELAX OUR EFFORTS TO STRENGTHEN ENERGY TRADING BETWEEN REGIONS. CERTAIN LOCAL AND NATIONAL OBSTACLES STAND IN THE WAY, WHICH ARE FELT JUST AS STRONGLY BETWEEN AMERICAN STATES AS THEY ARE IN TRADING BETWEEN CANADA AND THE UNITED STATES. IT WILL BE UP TO THE REGIONS INVOLVED TO PROMOTE CONDITIONS CONDUCIVE TO INCREASED TRADE, IN LIGHT OF THE ADVANTAGES FOR BOTH PARTIES. FURTHERMORE, NORTH AMERICAN ELECTRIC POWER PRODUCERS COULD BENEFIT FROM AMENDMENTS TO THE PRESENT POLICY DEFINED BY REGULATORY BODIES WHICH REFUSE TO ALLOW FIRMS A PROFIT MARGIN FOR DISTRIBUTING THE ENERGY THEY HAVE PURCHASED.

THESE REGULATORY CONSTRAINTS ARE COMPOUNDED BY POLITICAL FACTORS CONCERNING THE SECURITY OF SUPPLY AND THE LEVEL OF DEPENDENCE THAT SOME CONSIDER ACCEPTABLE, AS WELL AS BY PRESSURE FROM THE NATIONAL POWER-GENERATING INDUSTRIES. IT IS CLEAR THAT THESE OBSTACLES TO THE SUSTAINED GROWTH OF QUÉBEC ELECTRICITY EXPORTS, WHETHER SURPLUS OR GUARANTEED, WILL ONLY BE OVERCOME IN A CLIMATE OF CONFIDENCE THAT WOULD BE ENCOURAGED BY GREATER ECONOMIC INTERDEPENDENCE AMONG REGIONS.

AS AN EXPORTER OF PETROLEUM PRODUCTS TO THE NORTHEASTERN UNITED STATES, QUÉBEC IS OBVIOUSLY IN FAVOR OF ELIMINATING TARIFFS IMPOSED FROM ACROSS THE BORDER. THIS WOULD MAKE PRODUCTS REFINED IN QUÉBEC MORE COMPETITIVE ON THE AMERICAN MARKET, TO THE BENEFIT OF CONSUMERS IN THE NORTHEAST.

BUT LIKE MOST CONSUMER STATES, QUÉBEC IS CONCERNED WITH THE SECURITY OF ITS HYDROCARBON SUPPLIES. SOME PEOPLE BELIEVE THAT TRADE LIBERALIZATION COULD HAVE MAJOR REPERCUSSIONS ON QUÉBEC CRUDE OIL AND NATURAL GAS IMPORTS FROM OTHER CANADIAN PROVINCES. REMOVING RESTRICTIONS ON THE CRUDE OIL AND NATURAL GAS BEING EXPORTED FROM CANADIAN PROVINCES TO THE UNITED STATES (SURPLUS TEST, EXPORT LICENSING) COULD BRING ABOUT GROWTH IN THE DELIVERIES OF THESE PRODUCTS TO THE UNITED STATES, AT QUÉBEC'S EXPENSE. PERHAPS THIS IS THE RISK THAT MUST BE TAKEN IF WE WISH TO DEVELOP ECONOMIC AND TRADE LINKS BETWEEN BORDERING, INTERDEPENDENT COUNTRIES LIKE CANADA AND THE UNITED STATES.

WITH RESPECT TO HYDRO-QUÉBEC PURCHASING POLICY, AND TAKING INTO ACCOUNT THE EXPERTISE QUÉBEC HAS DEVELOPED, ESPECIALLY IN THE MANUFACTURING OF ELECTRICAL HEAVY EQUIPMENT, WE CAN EXPECT SOME RE-ALIGNMENT INSOFAR AS UNITED STATES CONCESSIONS RELATED TO BUY AMERICA PRACTICES ARE POSSIBLE.

IN CONCLUSION, WE ARE AWARE OF THE POTENTIAL DIFFICULTIES AND PROBLEMS OF TRADE LIBERALIZATION. THE PRIME MINISTER HAS OFTEN EXPRESSED HIS RESERVATIONS ON THIS SUBJECT. HOWEVER, WE ARE ALSO AWARE THAT NEGOTIATIONS CAN GENERATE SUBSTANTIAL BENEFITS. IN THIS SENSE, TRADE NEGOTIATIONS BACKED BY A THOROUGH KNOWLEDGE OF OUR STRENGTHS AND WEAKNESSES ARE THE FIRST STEP TOWARD IMPROVING BOTH THE WORLD TRADE CLIMATE AND ACCESS TO FOREIGN MARKETS. IT IS ONLY WHEN WE HAVE EVALUATED THE END RESULTS OF THESE NEGOTIATIONS WITH THE UNITED STATES FROM BOTH A GLOBAL AND A REGIONAL POINT OF VIEW, THAT WE IN QUÉBEC WILL BE IN A POSITION TO DECIDE ON THE EXTENT OF OUR SUPPORT AND WILLINGNESS TO COOPERATE IN ITS IMPLEMENTATION IN CANADA. AND THIS IS HOW IT SHOULD BE. AFTER ALL, THE RESULTING STATE OF AFFAIRS WILL INFLUENCE OUR ECONOMIC DEVELOPMENT UP TO THE YEAR 2 000 AND ON INTO THE TWENTY-FIRST CENTURY.

A GENERAL RESTRUCTURING OF WORLD TRADING CONDITIONS IS ESSENTIAL TO THE DEVELOPMENT OF BOTH TRADE AND THE ECONOMIC PROGRESS THAT ACCOMPANIES IT. IMPROVING THE TOOLS OF TRADE POLICY, HOWEVER, IS NOT ENOUGH; THIS MUST GO HAND IN HAND WITH MAKING CHANGES IN OUR MACROECONOMIC POLICIES.

BETTER ACCESS TO FOREIGN MARKETS CAN ONLY SERVE TO IMPROVE THE PRIVILEGED RELATIONS WE FORGED AT THE CONFERENCE OF NEW ENGLAND GOVERNORS AND EASTERN CANADIAN PREMIERS.

CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/013

Library
of the
University of Toronto

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Notes pour le discours de
Monsieur Pierre MacDonald
sur la libéralisation des échanges

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986



Gouvernement du Québec
Ministère du
Commerce extérieur
et du Développement technologique

NOTES POUR LE DISCOURS DE MONSIEUR PIERRE MACDONALD, MINISTRE
DU COMMERCE EXTÉRIEUR ET DU DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE
SUR LA LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES

COLLOQUE INTERNATIONAL SUR
L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990

11 AVRIL 1986

MESDAMES, MESSIEURS,

JE SUIS HEUREUX DE LA POSSIBILITÉ QUI M'EST DONNÉE AUJOURD'HUI D'EXAMINER AVEC VOUS UN DOSSIER QUI, EST-IL BESOIN DE LE MENTIONNER, SERA CAPITAL POUR NOS ÉCONOMIES NON SEULEMENT POUR LES PROCHAINES ANNÉES MAIS POUR LES DÉCENNIES À VENIR.

J'AIMERAIS D'ABORD SITUER LA LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES DANS LE CONTEXTE INTERNATIONAL, PRÉSENTER LES ENJEUX D'ÉVENTUELLES NÉGOCIATIONS, ET DISCUTER ENSUITE SUR LE PLAN GLOBAL L'INTÉRÊT DU QUÉBEC, POUR FINIR SUR DES QUESTIONS PROPRES AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE.

IL EST PRATIQUEMENT UN LIEU COMMUN QUE DE PARLER DE LA MONTÉE DU PROTECTIONNISME QUI MENACE LA CROISSANCE ÉCONOMIQUE SI NÉCESSAIRE À L'ATTEINTE DE NOS OBJECTIFS GLOBAUX DE BIEN-ÊTRE ET DE QUALITÉ DE VIE. BIEN QU'IL Y AIT EU DEPUIS 1983 CROISSANCE DE LA PRODUCTION ET DU COMMERCE MONDIAL, IL DEMEURE QUE LES PROBLÈMES D'AJUSTEMENT AUX NOUVELLES CONDITIONS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE INTERNATIONALES ONT AMENÉ PLUSIEURS PAYS AU COURS DES DERNIÈRES ANNÉES À RECHERCHER DANS LE PROTECTIONNISME DES SOLUTIONS AUX DÉSÉQUILIBRES DE LEUR BALANCE DES PAIEMENTS. LES OBSTACLES NON TARIFAIRES AUX IMPORTATIONS PROLIFÈRENT TANT DANS LE SECTEUR DES BIENS QUE DES SERVICES, CONTRE-CARRANT AINSI L'EFFET BÉNÉFIQUE DES RÉDUCTIONS DE TARIFS DOUANIERS CONSENTIES LORS DES NÉGOCIATIONS COMMERCIALES MULTILATÉRALES DONT LES PLUS RÉCENTES, CELLES DU TOKYO ROUND, ONT ÉTÉ CONCLUES EN 1979.

NOS DEUX PAYS ONT D'AILLEURS DEPUIS QUELQUES ANNÉES ET DE FAÇON PLUS INTENSE DEPUIS QUELQUES MOIS DES DISCUSSIONS TRÈS SERRÉES SUR DES PRODUITS FAISANT L'OBJET D'ENQUÊTES DU USITC TELS LE BOIS D'OEUVRE, LA VIANDE DE PORC, LE CUIVRE ET LE POISSON DE FOND.

PAR AILLEURS, IL NE FAUT PAS NÉGLIGER D'AUTRES FACTEURS QUI, À L'ÉCHELLE MONDIALE, CONDITIONNENT LE CADRE DE NOS ÉCHANGES EXTÉRIEURS. PARALLÈLEMENT À LA MONTÉE DU NÉO-PROTECTIONNISME, ON A ASSISTÉ EN EFFET À UNE CERTAINE ÉROSION DU CADRE MULTILATÉRAL DU COMMERCE MONDIAL QUE CONSTITUE L'ACCORD GÉNÉRAL SUR LES TARIFS DOUANIERS ET LE COMMERCE, PLUS COMMUNÉMENT APPELÉ LE GATT. IL Y A EU AUSSI DEPUIS QUELQUES ANNÉES LA FORMATION DE BLOCS COMMERCIAUX RÉGIONAUX (COMMUNAUTÉ ÉCONOMIQUE EUROPÉENNE, ASSOCIATION EUROPÉENNE DE LIBRE-ÉCHANGE, ETC) QUI PRENNENT DE PLUS EN PLUS D'IMPORTANCE, PARFOIS AUX DÉPENS DES RÈGLES DU GATT. ON ASSISTE ÉGALEMENT À UNE RÉORGANISATION DE LA STRUCTURE INDUSTRIELLE À L'ÉCHELLE MONDIALE AFIN D'ADAPTER LES SYSTÈMES DE PRODUCTION AUX INNOVATIONS, AUX BESOINS CHANGEANTS DES POPULATIONS ET À L'ÉVOLUTION DES PRIX RELATIFS DES FACTEURS DE PRODUCTION. ON NOTE ENFIN L'ÉMERGENCE DE NOUVEAUX PAYS INDUSTRIALISÉS, QUI ACCAPARENT UNE PART DE PLUS EN PLUS IMPORTANTE DU COMMERCE MONDIAL, ET LES DIFFICULTÉS DES PAYS EN DÉVELOPPEMENT, NOTAMMENT AU CHAPÎTRE DE LEUR DETTE INTERNATIONALE, QUI NE SONT PAS SANS RÉPERCUSSION SUR LE COMMERCE MONDIAL.

L'ÉVOLUTION DU CONTEXTE INTERNATIONAL QUE JE VIENS DE DÉCRIRE, PREND D'AUTANT PLUS D'IMPORTANCE POUR L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE QUE SON MARCHÉ INTÉRIEUR EST INSUFFISANT À OPTIMALISER L'UTILISATION DE SES RESSOURCES PRODUCTIVES. C'EST D'AILLEURS POURQUOI L'OUVERTURE AUX MARCHÉS EXTÉRIEURS CONSTITUE UNE CONSTANTE DU DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE AU QUÉBEC.

DANS CE CONTEXTE, LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC NE S'OPPOSE PAS AUX INITIATIVES DU GOUVERNEMENT CANADIEN VISANT LA TENUE DE NÉGOCIATIONS COMMERCIALES INTERNATIONALES QU'ELLES SOIENT MULTILATÉRALES, SOUS L'ÉGIDE DU GATT, OU BILATÉRALES AVEC NOTRE PRINCIPAL PARTENAIRE, LES ÉTATS-UNIS. POUR NOUS, MULTILATÉRALISME ET BILATÉRALISME NE S'OPPOSENT PAS. CE SONT DES APPROCHES COMPLÉMENTAIRES: LES DEUX VISENT LA LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES MAIS NON L'IMPOSITION DE BARRIÈRES AU COMMERCE AVEC LES PAYS TIERS. D'AILLEURS, LES NÉGOCIATIONS ENTRE LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS DONNENT, DEPUIS LES ORIGINES DU GATT, LE PAS AUX NÉGOCIATIONS COMMERCIALES MULTILATÉRALES.

LE BUT ULTIME DES NÉGOCIATIONS COMMERCIALES N'EST PAS DE RECHERCHER LE LIBRE-ÉCHANGE TEL QUE LE CONÇOIT LA THÉORIE ÉCONOMIQUE CLASSIQUE. IL S'AGIT PLUTÔT DE DÉFINIR ET DE PRÉCISER LES MESURES ACCEPTABLES OU NON DANS LE CADRE DES RELATIONS COMMERCIALES AINSI QUE LES MÉCANISMES DE GESTION DE CES RELATIONS ET DE RÉOLUTION DE CONFLITS POTENTIELS.

LES NÉGOCIATIONS MULTILATÉRALES ET BILATÉRALES PORTERONT SENSIBLEMENT SUR LES MÊMES SUJETS. EN CE QUI CONCERNE PLUS SPÉCIFIQUEMENT LES NÉGOCIATIONS ENTRE LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS, NOUS PRENONS POUR ACQUIS QUE L'OBJECTIF DE CES NÉGOCIATIONS NE CONSISTE PAS À CRÉER UNE UNION DOUANIÈRE OU UN MARCHÉ COMMUN, MAIS PLUTÔT À CONCLURE UNE ENTENTE QUI GARANTIRA ET AMÉLIORERA L'ACCÈS AUX MARCHÉS DES DEUX PAYS.

LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS VONT PROBABLEMENT CIRCONSCRIRE LA NÉGOCIATION AU COMMERCE DES MARCHANDISES, AUX SERVICES ET À L'INVESTISSEMENT. LA TOILE DE FOND SE PRÉSENTE COMME SUIVANT :

- PREMIÈREMENT, LE NIVEAU MOYEN DU TARIF DOUANIER CANADIEN SERA ENVIRON DEUX FOIS PLUS ÉLEVÉ QUE LE TARIF AMÉRICAIN (10% VERSUS 5%) LORSQUE LES DERNIÈRES RÉDUCTIONS DU TOKYO ROUND ENTRERONT EN VIGUEUR EN 1987. CES NIVEAUX RELATIVEMENT BAS, PAR RAPPORT À LA DÉPRÉCIATION DU DOLLAR CANADIEN AU COURS DES DERNIÈRES ANNÉES, CACHENT CEPENDANT DES NIVEAUX PLUS ÉLEVÉS POUR DES PRODUITS SPÉCIFIQUES, QUE CE SOIT PAR EXEMPLE LES PRODUITS TRANSFORMÉS OU FINIS À BASE DE RESSOURCES ET LES VÊTEMENTS;
- DEUXIÈMEMENT, LES DEUX PAYS ONT EU ET ONT ENCORE RECOURS À DES MESURES NON-TARIFAIRES POUR CONTRÔLER LES ÉCHANGES. ON S'ATTEND À CE QUE LA NÉGOCIATION ENGLOBE, PAR EXEMPLE, LES MARCHÉS PUBLICS, LES MESURES DE SAUVEGARDE, LES DROITS ANTIDUMPING, LES SUBVENTIONS ET LES DROITS COMPENSATEURS, LES NORMES, LA PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE, LES LICENCES, L'HARMONISATION DES RÉGLEMENTATIONS, ETC;

- TROISIÈMEMENT, IL SERA NÉCESSAIRE DE PRÉVOIR DES MODALITÉS CONCERNANT LA PÉRIODE DE TRANSITION, LES PROGRAMMES D'ADAPTATION, LES RÈGLES D'ORIGINE, LES MÉCANISMES DE GESTION DE L'ACCORD, LE TRAITEMENT ACCORDÉ AUX AUTRES PARTENAIRES COMMERCIAUX DES DEUX PAYS.

LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, BIEN QU'IL NE S'OPPOSE PAS À LA TENUE DE NÉGOCIATIONS, N'EN RÉSERVE PAS MOINS SON ACCORD AU MOMENT OÙ IL SERA EN MESURE D'ÉVALUER LES RÉSULTATS NETS DES NÉGOCIATIONS POUR L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE. POUR CE FAIRE, NOUS ESTIMONS NÉCESSAIRES D'ÊTRE ASSOCIÉS ÉTROITEMENT À LA NÉGOCIATION CANADA-ÉTATS-UNIS POUR PORTER UN JUGEMENT ÉCLAIRÉ SUR SON IMPACT ET SES CONSÉQUENCES. CETTE NÉCESSITÉ EST RENFORCÉE PAR LE FAIT QUE LES NÉGOCIATIONS COMMERCIALES VONT PORTER ENTRE AUTRES SUR DES DOMAINES D'INTERVENTION DES PROVINCES, TELS LES MODES D'OCTROI DES MARCHÉS PUBLICS, LES PRATIQUES DES SOCIÉTÉS DES ALCOOLS, LES SERVICES (TRANSPORT, FINANCES, GÉNIE-CONSEIL, ETC), LES NORMES, LE FINANCEMENT DES EXPORTATIONS, LES PROGRAMMES DE SUBVENTION ET DE GESTION DES RESSOURCES NATURELLES.

NOUS SOMMES CONSCIENTS PAR AILLEURS QU'UNE ENTENTE NE SERA PAS SANS CAUSER DES DIFFICULTÉS. POUR LES SECTEURS INDUSTRIELS TRÈS FORTEMENT PROTÉGÉS, TELS LE TEXTILE ET LES VÊTEMENTS, UNE PLUS GRANDE LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES PEUT ENTRAÎNER DES COÛTS D'AJUSTEMENT MAJEURS. À CET ÉGARD, LA PÉRIODE DE TRANSITION, LES CLAUSES DE SAUVEGARDE DE LA PRODUCTION INTÉRIEURE CONTRE UNE TROP FORTE CROISSANCE DES IMPORTATIONS ET LES PROGRAMMES D'AJUSTEMENT DEVRONT ÊTRE EN PLACE POUR FACILITER L'ADAPTATION DES ENTREPRISES, DES TRAVAILLEURS ET DES RÉGIONS.

PERMETTEZ-MOI MAINTENANT D'ÉNONCER, SANS TOUTEFOIS LES DÉTAILLER, QUELQUES-UNS DES OBJECTIFS OU DES PRINCIPES QUE DEVRA COMPORTER UN ÉVENTUEL ACCORD:

- 1) LA PÉRIODE DE TRANSITION ET LES PROGRAMMES D'ADAPTATION DEVRONT NÉCESSAIREMENT TENIR COMPTE DE L'ASYMÉTRIE QUI EXISTE ENTRE LES CAPACITÉS DE PRODUCTION ET LES NIVEAUX DE PRODUCTIVITÉ GLOBALE DES DEUX ÉCONOMIES;
- 2) EN CE QUI CONCERNE LES RESSOURCES NATURELLES, OUTRE LE MAINTIEN ET L'AMÉLIORATION DE L'ACCÈS AU MARCHÉ U.S., NOUS DEVRONS OBTENIR DES CONDITIONS QUI FAVORISENT UNE PLUS GRANDE TRANSFORMATION AU QUÉBEC DE CES RESSOURCES;
- 3) POUR LES INDUSTRIES MANUFACTURIÈRES, UNE PÉRIODE DE RÉDUCTION OU D'ÉLIMINATION DES BARRIÈRES COMMERCIALES QUI TIENNENT COMPTE DES CARACTÉRISTIQUES PROPRES À CHAQUE INDUSTRIE AINSI QUE DES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT INDUSTRIEL DU QUÉBEC, DEVRA ÊTRE CONVENUE;
- 4) AU NIVEAU DES SERVICES, LE MANQUE DE CONNAISSANCE DU COMMERCE INTERNATIONAL DE CE SECTEUR D'ACTIVITÉS DEVRA ÊTRE COMBLÉ AVANT DE POUVOIR IDENTIFIER LES AVANTAGES MUTUELS À NÉGOCIER;
- 5) ON DEVRA RECONNAÎTRE UN STATUT SPÉCIAL À L'AGRICULTURE ÉTANT DONNÉ L'IMPORTANCE DES INTERVENTIONS GOUVERNEMENTALES CONSIDÉRÉES COMME NÉCESSAIRES JUSQU'À MAINTENANT AU MAINTIEN D'UNE CERTAINE STABILITÉ DU SECTEUR. IL EN SERA DE MÊME POUR LA CULTURE OÙ ON VOUDRA MAINTENIR LES POLITIQUES ET PROGRAMMES QUI TIENNENT À LA SPÉCIFICITÉ DE LA SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE;
- 6) IL POURRAIT ÊTRE INTÉRESSANT D'EXAMINER LA POSSIBILITÉ D'ÉLARGIR L'APPLICATION DE L'ACCORD DU GATT SUR LES MARCHÉS PUBLICS À DE NOUVELLES ENTITÉS. LES ACHATS GOUVERNEMENTAUX EN AMÉRIQUE DU NORD ATTEIGNENT DE 400 À 500 MILLIARDS \$, DONT MOINS DE 10% SERAIENT ASSUJETTES À CET ACCORD. TOUTEFOIS, LES POLITIQUES ET PRATIQUES D'ACHAT DES GOUVERNEMENTS LIMITENT L'ACCÈS À CES MARCHÉS DONT PLUSIEURS SONT D'INTÉRÊT POUR LES ENTREPRISES QUÉBÉCOISES. LES EXIGENCES DE CONTENU LOCAL ET D'ASSEMBLAGE FINAL LIÉES AU BUY AMERICA

ACT DE 1933 ET LES CLAUSES PRÉFÉRENTIELLES CONTENUES DANS LA PLUPART DES LOIS RÉGISSANT L'USAGE DE FONDS PUBLICS TEL PAR EXEMPLE LE SURFACE TRANSPORTATION ACT DE 1984 RENDENT LA PASSATION DE MARCHÉS IMPORTANTS DE PLUS EN PLUS ALÉATOIRE;

- 7) LE CANADA POURRAIT ÊTRE EXEMPTÉ DE L'APPLICATION DE CERTAINES MESURES DE PROTECTION CONTINGENTES À L'IMPORTATION AUX ÉTATS-UNIS; IL EST ARRIVÉ QUE LES EXPORTATIONS CANADIENNES AIENT ÉTÉ L'OBJET DE RESTRICTIONS ALORS QU'ELLES N'ÉTAIENT PAS LA SOURCE DU PRÉJUDICE CAUSÉ AUX PRODUCTEURS AMÉRICAINS, ET CE PARCE QUE LE GATT PRÉVOIT QUE CES MESURES S'APPLIQUENT À TOUS LES PAYS ÉTRANGERS SANS DISCRIMINATION D'ORIGINE. DANS LE CADRE D'UN ACCORD BILATÉRAL DE LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES, LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS POURRAIENT MUTUELLEMENT S'EXEMPTER DE TELLES MESURES;
- 8) LES LOIS COMMERCIALES DES DEUX PAYS DEVRAIENT ÊTRE MIEUX DÉFINIES DE FAÇON À ÉVITER UNE DÉTÉRIORATION ARBITRAIRE DES CONDITIONS D'ACCÈS AU MARCHÉ.

ÉVIDEMMENT CETTE LISTE DE POINTS D'INTÉRÊT EST INCOMPLÈTE, JE NE L'AI ÉNUMÉRÉ QUE POUR VOUS DONNER UNE IDÉE DE LA COMPLEXITÉ DES NÉGOCIATIONS. UN COMITÉ TECHNIQUE INTERMINISTÉRIEL A ÉTÉ MIS SUR PIED AU COURS DES DERNIÈRES SEMAINES POUR ÉTUDIER L'IMPACT D'UNE LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES SUR L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE. LES TRAVAUX DE CE COMITÉ PERMETTRONT DE PRÉCISER LES OBJECTIFS ET LES PRIORITÉS DU QUÉBEC DANS LE CADRE DES NÉGOCIATIONS COMMERCIALES. LE COMITÉ CONSULTATIF, COMPOSÉ DE REPRÉSENTANTS TRÈS QUALIFIÉS DES SECTEURS PUBLICS ET PRIVÉS ET QUE PRÉSIDE MONSIEUR JAKE WARREN, ANCIEN AMBASSADEUR DU CANADA AUX ÉTATS-UNIS ET NÉGOCIATEUR EN CHEF POUR LE CANADA DURANT LES NÉGOCIATIONS COMMERCIALES MULTILATÉRALES DU TOKYO ROUND, AURA AUSSI UN RÔLE DE PREMIER PLAN DANS LA DÉTERMINATION DE LA STRATÉGIE DE NÉGOCIATION DU QUÉBEC.

VENONS-EN MAINTENANT PLUS SPÉCIFIQUEMENT À L'ÉNERGIE.

IL EST ÉVIDENT QUE LE QUÉBEC VISERA DANS LE CADRE DES NÉGOCIATIONS CANADA-ÉTATS-UNIS À PRÉSERVER ET À AUGMENTER SES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS. EN CE QUI CONCERNE CES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ, ON PEUT AFFIRMER QU'IL EXISTE DÉJÀ À L'ÉCHELLE NORD-AMÉRICAINE UNE ZONE DE LIBRE-ÉCHANGE, DANS LA MESURE OÙ AUCUNE BARRIÈRE TARIFAIRE OU NON TARIFAIRE NE S'APPLIQUE À CEUX-CI. DEPUIS UNE DIZAINE D'ANNÉES, LES ÉTATS ET PROVINCES DU NORD-EST ONT LARGEMENT PROFITÉ DE CETTE SITUATION.

CECI NE VEUT PAS DIRE CEPENDANT QUE DES EFFORTS PARTICULIERS NE DEVRAIENT PAS ÊTRE FAITS POUR RENFORCER LES ÉCHANGES ENTRE RÉGIONS DANS CE SECTEUR. AINSI, UN CERTAIN NOMBRE DE FREINS LOCAUX ET NATIONAUX PEUVENT ÊTRE IDENTIFIÉS. CES FREINS S'APPLIQUENT TOUT AUTANT AUX ÉCHANGES ENTRE ÉTATS AMÉRICAINS QU'AUX TRANSACTIONS ENTRE LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS. IL APPARTIENDRA AUX RÉGIONS CONCERNÉES DE FAVORISER LES CONDITIONS PROPICES À L'ACCÉLÉRATION DES ÉCHANGES, COMPTE TENU DES AVANTAGES RÉCIPROQUES DES PARTIES. EN OUTRE, LES PRODUCTEURS D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE À L'ÉCHELLE NORD-AMÉRICAINE POURRAIENT TIRER PROFIT D'UNE MODIFICATION DE LA POLITIQUE ACTUELLE DES ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION QUI REFUSENT D'ACCORDER UNE MARGE BÉNÉFICIAIRE AUX ENTREPRISES DISTRIBUANT DE L'ÉNERGIE ACHETÉE.

AUX FREINS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRES S'AJOUTENT DES CONSIDÉRATIONS D'ORDRE POLITIQUE CONCERNANT LA SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS ET LE NIVEAU DE DÉPENDANCE JUGÉ ACCEPTABLE PAR CERTAINS, AINSI QUE LES PRESSIONS DES INDUSTRIES NATIONALES DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE. BIEN ENTENDU, CES OBSTACLES À UN ACCROISSEMENT SOUTENU DES EXPORTATIONS QUÉBÉCOISES D'ÉLECTRICITÉ, QU'ELLES SOIENT EXCÉDENTAIRES OU GARANTIES, NE SERONT CONTRÉS QUE GRÂCE À L'INSTAURATION D'UN CLIMAT GÉNÉRAL DE CONFIANCE QUE DEVRAIT JUSTEMENT FAVORISER UNE PLUS VASTE INTERDÉPENDANCE ÉCONOMIQUE ENTRE LES RÉGIONS.

EN TANT QU'EXPORTATEUR DE PRODUITS PÉTROLIERS À DESTINATION DES ÉTATS AMÉRICAINS DU NORD-EST, LE QUÉBEC FAVORISE BIEN ÉVIDEMMENT LA SUPPRESSION DES DROITS DE DOUANE IMPOSÉS OUTRE FRONTIÈRE. CETTE MESURE FAVORISERAIT LA POSITION CONCURRENTIELLE DES PRODUITS RAFFINÉS AU QUÉBEC SUR LE MARCHÉ AMÉRICAIN, AU BÉNÉFICE MÊME DES CONSOMMATEURS DU NORD-EST.

PAR AILLEURS, COMME LA PLUPART DES ÉTATS CONSOMMATEURS, LE QUÉBEC EST PRÉOCCUPÉ PAR LA SÉCURITÉ DE SES APPROVISIONNEMENTS EN HYDROCARBURES. LA LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES POURRAIT, SELON CERTAINS, AVOIR DES RÉPERCUSSIONS IMPORTANTES AU NIVEAU DES IMPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET DE GAZ NATUREL DU QUÉBEC EN PROVENANCE DES AUTRES PROVINCES CANADIENNES. L'ÉLIMINATION DES RESTRICTIONS CONCERNANT LES EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET DE GAZ NATUREL DES PROVINCES PRODUCTRICES CANADIENNES VERS LES ÉTATS-UNIS (TEST DE SURPLUS, PERMIS D'EXPORTATION) POURRAIT ENTRAÎNER UN ACCROISSEMENT DES LIVRAISONS DE CES FORMES D'ÉNERGIE AUX ÉTATS-UNIS, AU DÉTRIMENT DES EXPÉDITIONS VERS LE QUÉBEC. C'EST PEUT-ÊTRE LE RISQUE QU'IL FAUT PRENDRE LORSQUE L'ON DÉSIRE DÉVELOPPER DES RELATIONS ÉCONOMIQUES ET COMMERCIALES ENTRE PAYS LIMITROPHES ET INTERDÉPENDANTS COMME LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS.

EN CE QUI CONCERNE LA POLITIQUE D'ACHAT D'HYDRO-QUÉBEC, TENANT COMPTE DE L'EXPERTISE QUI A ÉTÉ DÉVELOPPÉE AU QUÉBEC AU COURS DES DERNIÈRES ANNÉES, NOTAMMENT DANS LA FABRICATION D'ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE LOURD, IL EST POSSIBLE DE PENSER À CERTAINS RÉAMÉNAGEMENTS DANS LA MESURE OÙ DES CONCESSIONS SONT POSSIBLES DE LA PART DES ÉTATS-UNIS AU NIVEAU DES MESURES BUY AMERICA.

EN CONCLUSION, NOUS SOMMES CONSCIENTS DES DIFFICULTÉS ET DES PROBLÈMES QUE PEUT POSER LA LIBÉRALISATION DES ÉCHANGES. LE PREMIER MINISTRE A SOUVENT EXPRIMÉ DES RÉSERVES À CE SUJET. TOUTEFOIS, NOUS SOMMES TOUT AUSSI CONSCIENTS QUE DES NÉGOCIATIONS PEUVENT ENGENDRER DES BÉNÉFICES SUBSTANTIELS. EN CE SENS, DES NÉGOCIATIONS COMMERCIALES APPUYÉES SUR UNE CONNAISSANCE APPROFONDIE DE NOS FORCES

ET FAIBLESSES, CONSTITUENT UNE PREMIÈRE DÉMARCHÉ POUR AMÉLIORER LE CLIMAT DES CONDITIONS D'EXERCICE DU COMMERCE MONDIAL ET UN MEILLEUR ACCÈS AUX MARCHÉS EXTÉRIEURS. CE N'EST QUE LORSQUE NOUS AURONS ÉVALUÉ LES ÉVENTUELS RÉSULTATS DE CES NÉGOCIATIONS AVEC LES ÉTATS-UNIS DANS L'ENSEMBLE ET DE FAÇON SPÉCIFIQUE QUE LE QUÉBEC SERA EN MESURE DE DÉCIDER DE L'APPUI ET DE SA VOLONTÉ DE COOPÉRER À LEUR RÉALISATION AU CANADA. NE DOIT-IL PAS EN ÊTRE AINSI TENANT COMPTE QUE LA DYNAMIQUE QUI EN RÉSULTERA CONDITIONNERA NOTRE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE POUR L'AN 2 000 ET LE VINGT ET UNIÈME SIÈCLE.

CEPENDANT, BIEN QUE L'ASSAINISSEMENT DU CADRE GÉNÉRAL D'EXERCICE DU COMMERCE MONDIAL CONSTITUE UNE CONDITION ESSENTIELLE AU DÉVELOPPEMENT DES ÉCHANGES ET AU PROGRÈS ÉCONOMIQUE CONCOMITANT, IL FAUT CONSTATER QUE L'AMÉLIORATION DES INSTRUMENTS DE LA POLITIQUE COMMERCIALE N'EST PAS SUFFISANTE. IL FAUT QU'ELLE S'INSCRIVE EN SYMBIOSE AVEC LES AJUSTEMENTS À APPORTER AUX POLITIQUES MACRO-ÉCONOMIQUES.

DE MEILLEURES CONDITIONS D'ACCÈS AUX MARCHÉS EXTÉRIEURS, NE POURRONT QU'ÊTRE BÉNÉFIQUES AUX RELATIONS PRIVILÉGIÉES QUE NOUS AVONS DÉVELOPPÉES DANS LE CADRE DE LA CONFÉRENCE DES GOUVERNEURS ET DES PREMIERS MINISTRES DE L'EST DES ÉTATS-UNIS ET DU CANADA.

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S

QUÉBEC (Québec)
Les 10 et 11 avril 1986

QUEBEC, Quebec
April 10-11, 1986

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS

LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS

DOCUMENT NO. N° DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
✓ 850-33/001		✓ Programme de la conférence ✓ Conference Program
✓ 850-33/004	R. Priddle	✓ Demande d'énergie dans les années 1990 et au-delà - le Québec et les provinces de l'Atlantique ✓ Energy Demand in the 1990s and Beyond - Québec and the Atlantic Provinces
✓ 850-33/005	S.A. Smith	✓ Perspectives relatives aux marchés mondiaux du pétrole et aux marchés de l'énergie aux Etats-Unis ✓ Prospects for World Oil and U.S. Energy Markets
✓ 850-33/007	G. Lafond	✓ Electricity in the Northeast in the 1990's - How to Take Advantage of Regional Complementarities
✓ 850-33/008	S. Millan	✓ Biographie de Steven Millan Biography of Steven Millan
✓ 850-33/009	S. Millan	✓ Approvisionnements de pétrole et de gaz dans le Nord-Est de l'Amérique du Nord ✓ Oil and Gas Supply in Northeast North America
✓ 850-33/010	R. Bigelow	✓ L'électricité dans le Nord-Est - Échanges canado-américains - Avril 1986 ✓ Electricity in the Northeast - U.S.-Canadian Interchange - April 1986
✓ 850-33/011	R. Champagne	✓ Discussion Paper ✓ <i>French copy available</i>
✓ 850-33/012	M. Kunin	✓ Remarks by Governor Madeleine M. Kunin - Free Trade in Energy and Economic Development Opportunities in 1990's

DOCUMENT NO. N° DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
850-33/013	P. MacDonald	Notes pour le discours de M. Pierre MacDonald sur la libéralisation des échanges ✓ Notes for a Speech by the Hon. Pierre MacDonald - Trade Liberalization
850-33/015	Secrétariat Secretariat	Liste des documents publics List of Public Documents
850-33/016	A.B. Lovins	✓ Presentation on New Technology and Energy Conservation Nouvelles technologies et économies d'énergie
850-33/017	Quebec Québec	✓ Opening Declaration by the Hon. Gil Rémillard, Minister of International Relations and responsible for Intergovernmental Affairs ✓ Allocution d'ouverture de l'hon. Gil Rémillard, Ministres des Relations internationales et délégué aux affaires intergouvernementales canadiennes
850-33/018	New Hampshire	✓ Opening Declaration by Governor John H. Sununu, Co-Chairman of the Northeast International Committee on Energy ✓ Allocution d'ouverture de l'hon. John H. Sununu, Co-président du Comité international du Nord-Est sur l'énergie
850-33/019	Quebec Québec	Closing Remarks by the Hon. John Ciaccia, Minister of Energy and Resources ✓ Allocution de clôture de l'hon. John Ciaccia, Ministre de l'Energie et des Ressources
850-33/020	Massachusetts	Closing Remarks by Ms. Sharon Pollard, Secretary of Energy Resources Allocution de clôture de Mme Sharon Pollard, Secrétaire à l'Energie

CA1
Z4
C 52

Document: 850-33/016

Government
Publications

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



New Technology and Energy Conservation:
Impact on the Future of Energy Supply
and Demand in the Northeast

Amory B. Lovins

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

Thank you. I am very grateful for this opportunity to help this distinguished group to explore some exciting new developments, which, I believe, enable energy companies to make more money at less risk while serving their customers better at much lower cost.

This occurs through what I think can fairly be termed the revolution in more efficient use of energy; ringing more work out of the energy we already have. To give some notions of the dimensions of what has already happened, since 1979 the United States has received more than 100 times as much new energy from savings of all sorts, as it has received from all net expansions of energy supply put together. And, incidentally, of the expansions of supply we had, there has been more new energy from sun, wind, water and wood than from oil, gas, coal and uranium. So, that the renewable sources, which we were told were unripe to do much in this century, are now about a tenth of total US supply and the fastest growing part. We have even ordered since 1979 more new generating capacity from small hydro and wind than from coal or nuclear plants, or both, without counting their cancellations. In many parts of Canada similar trends are operating.

yet, I believe we have barely scratched the surface of how much efficiency is available and worth buying because the amount that is out there is a rapidly moving target.

I am going to describe three faces of the efficiency revolution: New hardware for raising energy productivity by purely technical means, which do not change lifestyles; that is why I call it energy efficiency and not energy conservation, which is an ambiguous term. Secondly, in new ways to finance and implement efficiency improvements to get them to the people who need them, and finally, an actual implementation experience.

I will emphasize electricity in these remarks, although many similar considerations apply to direct fuels, and I am going to mention only briefly a parallel revolution that has been going on in alternative supplies and the reasons for it. I will be brief, partly through lack of time and partly because proper attention to the demand-side, which I think permits at least 90 per cent of our analytic and implementation efforts will make most supply debates superfluous.

The essential point of my remarks will be, that future demands for electricity or energy, in general, is not fate but choice. It is not an inevitability to be prophesied by reading the entrails of forecasters, although that might on occasion, perhaps, be a good idea. It is rather a policy variable to be influenced over an extremely wide range in accordance with public or private sector policy objectives.

I prefer, as you will find, to do that influencing through the market rather than by regulatory intervention, except in the instances of clear market values.

So you will find my ideology, if you like, to be very much that of neoclassical economics. Nonetheless, I think it will emerge clearly, that if growth in, say, electric demand has of late been fairly rapid in some parts of our region that is the result of conscious choices to encourage exactly that result. And, we can see from the disparity in demand patterns throughout this region and elsewhere that other and much more cost effective choices are also available.

I will suggest that it is now, in general, cheaper on the margin to save electricity than to make it even in existing power plants let alone in new ones.

I will be describing some new sources of what might be called negawatts. A negawatt is an unused watt. For example, if I install a 10-watt light bulb in place of a 40-watt light bulb and it does the same thing, as this one does, I am thereby dispatching back to the utility 30 negawatts which can be sold to someone else, and it is cheaper to save it than to make it.

I will finally suggest that proven hardware and implementation methods on the most transparently orthodox cost analysis now permit some very desirable outcomes for our region. For example, writing-off abandoned power plants and paying off the investors everything they spent on it while lowering the rates, or rate-spiraling utilities into competitive declining-cost enterprises, or virtually eliminating the forecasting and planning risks of utilities, or abating acid rain at negative net cost, or paying off the National debt by \$2 thousand. I will get to those in a moment.

Let me start by giving you some more concrete idea of the sorts of efficiency improvements that I am talking about, and, of course, in this time my remarks must be somewhat conclusory but what I am about to tell you is very extensively documented in publications of our Institute and elsewhere. So, I would be glad to go over the sources with you later on.

I think what I am describing will really be empirical facts about cost of performance which ought to be beyond rational dispute.

It is important to emphasize at the outset how extremely rapidly the development has been in new hardware for higher energy productivity, especially for saving electricity. Most of the best ways we have to do that were not on the market a year ago, and the same was true a year ago. We can now save about twice as much electricity as we could five years ago, but at only a third the real cost. So, if you are using roughly 1980-81 vintage hardware data in your analysis, as most people do, you are under-estimating the cost effectiveness of saving electricity by approximately a factor of six in aggregate. Things are changing so fast that last spring I had to update my commercial lighting analysis four times in six weeks. I ran into a lighting contractor who came back to button up the finish work on some "luminaires" he had installed in an airport two months earlier. In those two months it had become worthwhile for him to rip out and throw away the fixtures he had just installed and put in new ones, whose operating plus capital cost would be just the operating cost of the old ones. So, that is what he did.

Perhaps, the simplest way to summarize some of the technologies I am talking about is just to show you some preliminary results of an analysis I recently did on the Ontario Hydro system. It is a very transparent 28-sector breakdown of roughly where the Ontario Ministry of Energy thinks the electricity is being used, and if you multiply each use by the numbers in the second column, you will end up with how much would be used with complete penetration of a fairly restrictive list of retrofit measures.

In new construction you would save even more and more cheaply, and these are only efficiency improvements, not load management measures.

The last column shows the approximate societal cost, that is the cost if you were to buy these measures and give them away, of the savings reflected in the second column and, as all my costs, these are in 1984 US cents per kilowatt hour levelized at a real discount rate of a little over five per cent per year. For example, as we recently showed in the Big A proceeding, to which John Kerry referred, there are about 11 things you can do to motors and drive trains in industry. Many of these are the results of the microchip revolution. This innocent little looking chip and its many cousins will ultimately displace, when everyone has them, about 50 to 70 gigawatts of US-generating capacity at a cost on the order of three to five mils.

Or, let us take lighting: The largest savings here are mainly in the commercial sector. You notice there is a term here that has a negative cost - minus a cent and a half per kilowatt hour. That is the sort of thing we can do to the incandescent flood lamps in this room.

We can replace them with this sort of device. The plug-in tube lasts several times as long as the flood lamps; uses about an eighth or a tenth as much electricity to do the same thing because of the improved reflector optics; costs maybe \$1.50 more than the floods, but because the lifetime is so much longer by the time you do a discounted cashflow analysis of capital and maintenance cost the efficient lamp is cheaper than the inefficient lamp. That is where the negative cost of savings comes from. As Irwin Stelzer says, that is not a free lunch; it is a lunch you are paid to eat.

Alternatively, your eyes do not deceive you; it does say that in fluorescent lighting you can save about 80 per cent through the application of high frequency tunable electronic ballasts, imaging specular reflectors and the latest lamps. What you will get out is better light, no flicker, no hum, no strobing on computer screens, excellent colour, lower maintenance costs, higher labour productivity, much lower cooling bills - you can shift the balance point of a big office building typically about 20 or 30 Celsius degrees that way, and the cost of the retrofit is on the order of half a cent per kilowatt hour saved.

Or, let us take, say, residential refrigerators where you can now buy a mass-produced Whirlpool model, 17 cubic feet, 750 kilowatt hours a year; it is about twice as efficient as the present stock and it costs a little less than the average new refrigerator of that size. So, the marginal capital cost is slightly negative.

There are, of course, some terribly conventional measures. For example: in water heating, this

two US gallon per minute showerhead, wholesaling for \$5.00, gives a much better shower than the roughly six or seven gallon a minute showerhead, that I used this morning in this hotel. The list really goes on almost indefinitely.

Of course, in new construction the savings are much cheaper. For example: lighting improvements in new commercial buildings generally have a negative net cost to install because the extra cost of doing better lights is more than made up by having fewer fixtures and much smaller mechanical systems. I have recently shown for a San Diego developer how to save 80-84 per cent of the electrical demand in a fully equipped all electric house through passive thermal design and state-of-the-art lights and appliances, somewhat more efficient than the ones shown here, and including, for example, a dishwasher which has zero electric use because it runs on water pressure and has no electric hook-up.

Our own house, indoor farm and research centre, incidentally, which is at 2,400 metres elevation in the Rockies, uses no heat in a roughly 4,900 Celsius degree day climate with temperatures to minus 43 Celsius. It has in barbaric units, R-40 walls, R-60 roof, R-5.4 windows, that is argon filled heat mirror. The windows yield a net winter gain facing in any direction, including North, and pay back in a year or two. Our electric bills are typically about \$28.00 a month a price of little under seven cents per kilowatt hour. Of that about \$18.00 is for the office equipment in an 18-person research centre. \$5.00 is for the waterfall pump in the semi-tropical jungle in the middle of

the house where we grow papayas, catfish, avocados and so on. The other \$5.00 is for the domestic uses. We can save some of that but it is hard to get excited about the last dollar or two, and the net marginal cost of all of that efficiency pays back in about 10 months.

So, in economic terms, we are living in a one barrel a day stripper well. The house produces about \$19.00 a day, US, worth of saved energy and that should pay off the whole building in about 40 years.

You will observe the shape of this supply curve, if I plot it out; please excuse my airplane artwork, is very flat for a long time. Again, the vertical axis is cents per kilowatt hour. The horizontal axis is saving. The red numbers represent the percentage of Ontario Hydro's total sales that would be saved, and by the time we get to four cents a kilowatt hour we are saving at least half of Hydro's sales at a marginal cost of four cents but at an average cost of only .6 cents. The actual program cost to the utility would be much lower than that.

The really big savings, probably five-sixths of the total shown here, would be in the commercial and industrial sectors. Although the residential retrofit costs may be 2-1/2 cents per kilowatt hour with some cheaper and some costlier components bundled in there, let me just point out the obvious that the average cost of all these measures, .6 cents or so if you give it away, is less than the cost of operating any thermal power plant, even if building

it were free and that if you balance the initially negative cost of, say, the flood lamp replacements against positive costs you get up to probably about a 25 per cent saving before you have exceeded zero net cost.

I think the economic implication of this sort of potential is that thermal power plants are economically obsolete and so is any other marginal supply capacity, particularly the more expensive sorts. In fact, utilities which build costly facilities and raise their prices to pay for them may well find that once they put the facility in rate base their worries, far from being over, are just beginning. The real problem is how to sell enough electricity in the face of this competition to pay for the plant. We may well find that long run price elasticity of revenue is negative, so that building costly facilities requires more revenue but produces less, and no amount of great relief will truly bring relief.

Another lesson, I think, is that because these technologies are available there are no longer in the long run any in-elastic customers. Efficiency will be bought with or without the utility's foresight and participation. Their choice is simply between participation and obsolescence.

How do these bits of hardware actually get to the people who need them? We used to do that purely through information programs, often with obsolete information; then we started getting smarter about it and by now half of

US electric customers can get concessionary loans for weatherization from their utilities or can get rebates for buying more efficient appliances. In fact, for low income customers there is often full financing. Southern California Edison, for example, last year gave away 109 thousand quadrupled efficiency light bulbs, the Mitsubishi equivalent of this one, to their low income customers because it was cheaper to do that than to operate existing power plants.

Participation rates in well designed programs in the first year or two are typically about 70 to 90 per cent without, or 95 to 99 per cent with full financing.

Now, we are starting to see the evolution of second and third generation utility programs, which essentially make a market in megawatts. They reward customers for saving electricity wherever that is cheaper than the utility's alternative investments. For example: a number of our west coast utilities will pay the customer several hundred dollars for every peak kilowatt saved. . They do not care how you do it. The more you save, the more you are rewarded. The biggest buy-back I know of in one Northwest experiment is \$1.15 US for each kilowatt hour to be saved in the first year by weatherizing electrically heated houses. That is a lot of money. It can illicit a lot of savings.

But from the utility's perspective it is just like installing in the house a very cheap little hydro dam, which will reliably churn out negawatts for decades to come.

Now, we are starting to see even more advanced programs. Bonneville Power Administration is about to start giving cash grants towards the modernization of inefficient aluminium smelters, so as to free-up, very cheaply, electricity which is now inefficiently used and at the same time make the smelters more competitive so as to protect jobs and markets.

I would like to see transferrable savings arrangements where if I were an industrialist here in Québec and I wanted cheap power, rather than expecting someone else to cross-subsidize me, I should be able to milk these cash cows in the ceiling, save a certain amount of electricity in this hotel, and then go back to my factory and buy back from Hydro-Québec that amount of saved electricity at an intermediate price so that we split the rent.

We should have marketable contracts never to use more than a certain amount of electricity just as we now have marketable contracts to decrease air pollution in a certain air shed. We already have third party shared savings arrangements. A billion dollars worth of those contracts were signed in the US in 1984. I have some utility clients so entrepreneurial that they wish to make spot and futures markets in saved electricity.

We are now starting to see too especially exciting mechanisms come in. One is the generalized auction in which a utility would offer to buy electricity which anybody will make, save, or displace by any method at a series of increasing prices until it has enough. I

know one western utility is now seriously exploring that option. It would reach from below, not from above like PERPA, a market clearing price representing the least cost mix of all ways to make and all ways to save electricity, and on those systems the market would clear at about three cents a kilowatt hour.

Then there is the sliding scale hook-up fee, which the Maine Commission has just told its utilities to figure out proposals to implement. It is a very simple idea. Right now if I build an all-electric seive of a house I can make the utilities spend typically \$50-\$100 thousand on capacity to serve that house. If I build a house like that, I should have a hook-up fee of something like \$30 thousand to get my attention. That could then be used to give negative hook-up fees to people who build efficient houses. The more efficient, the bigger the rebate. Suppose you got a \$5 thousand rebate to build a passive solar or 2000 sort of house; that should more than cover your extra cost of building it right, so the contractor makes money up front. The contractor can then market the house by saying, for the first five years you own the house they will pay the utilities, no questions asked: no hydro bill. You can then get a bigger and sometimes a cheaper because of your lower hydro bills. When you resell the house, you get a lot of your money back with a handsome return and the utility saves 10 or 20 times the value of the rebate. So, everybody wins.

Now, just to illustrate that what I have been saying is not purely theoretical let me give you a

few numbers on what has been happening lately. Perhaps the most comprehensive and successful efficiency program among the North American utilities with which I am familiar is that of Southern California Edison Company, which serves 9 million people in 50 thousand square miles. In their territory, over the past few years, savings have been achieved at the rate of almost 1,200 megawatts off the 10-year outpeak per year. Almost half of that through the utility's own efforts at an empirical program cost of about .32 cents per kilowatt hour for efficiency and \$31.00 per kilowatt for load management. The other roughly half of the savings has been through state action: building codes, appliance standards, but you do not need state action to do that. Instead of a building code, you can use a sliding scale hook-up fee for all classes of buildings, and instead of appliance standards you can use seller rebate which costs about .6 cents per kilowatt hour.

Again, to illustrate some of the empirical data with which we are dealing, here are some empirical program costs of some of our American utilities. I just picked the interesting ones that are less than a cent per kilowatt hour. For example: a hardware incentives in the commercial and industrial sectors for the four California investor-owned utilities, three-quarters of a cent per kilowatt hour; all commercial, industrial and agricultural programs, .32 cents - again, levelized program cost. The same number for Southern California Edison, .12 cents.

Or, if we look at load management, similarly impressive figures. For California private utilities, all

load management in the commercial, industrial and agricultural sectors, \$134.00, one time payment per peak kilowatt and in all sectors, \$120.00. For Southern California Edison the corresponding cost, \$48.00 and \$31.00, per peak kilowatt. Show me the supply source that can come anywhere beating those.

Now, how fast has all this actually been happening? The California utilities have been saving peak at only about five per cent a year compared with about 8-1/2 per cent for Southern California Edison.

In New England, as a whole, with a great deal of disparity within the region, from 1976 to 1982 electric sales grew less than half as fast as gross regional product in California. That is about what is projected officially to be achieved and they have already cut 17 per cent off their electric intensity just from 1975 to 1983.

Or, take some national numbers: 1981 through 1984 in the US, net orders, orders minus cancellations, were minus 65 gigawatts for central stations, but plus 25 gigawatts for cogeneration; plus 20 gigawatts for small hydro, wind and so on. In other words, we made up on small systems more than two-thirds of what we lost on big systems and we far more than made up the rest on savings.

In California, had the commission allowed offers for small power production to be received for another year, instead of being suspended a year ago, they

would by now have displaced every power plant in California with a 37 gigawatt peak load and with 23 gigawatts of savings bought or being bought. They already have 21 gigawatts of small power production on offer - 13, mostly renewable under contract. New offers were coming in at the rate of nine gigawatts per year.

So, in only two years they went from a perceived scarcity of electricity to a glut as far as the eye can see, and yet, undeterred, two dozen other states and provinces are all hoping to sell California their surpluses all at the same time. It is the black hole theory of demand. I hope it does not happen here. Indeed, very much the same story with slightly different numbers is occurring in states like Maine.

Now, I shall not go into all the historical trends that are in my written remarks. Let me just draw some strategic conclusions in general and for this area. First, do not look at the top alone; look at the bottom line. It is okay for utility sales and revenues to decrease as long as its costs decrease more than its revenues. If you save at less than marginal operating cost, that is what you will achieve, and, of course, I would encourage the regulators here to let the utilities' part of what they save just as Florida does, where the utilities keep a fifth of what they save on spot market brokerage and a third of what they save on oil back-out investments.

If it is cheaper to save electricity than to make it, that is what you should do regardless

of how much over capacity you have. Over capacity represents some cost. You can only make decisions about the future and not about the past, so you should go only by marginal variable cost. This is purely the logic of economic dispatch.

We have here a power plant, which at 100 per cent duty factor, has a capitalized fixed charge of three mils and a 10 per cent duty factor, heavily discounted -- it is more like 12 mils. A lot of the savings measures are really like buying purchased power at four or five mils, or coal at a few dollars a ton or oil at a few dollars a barrel of course, we should buy them.

Forecasting load and building to meet it is, indeed, an obsolete and dangerous doctrine because it means playing you bet your company that your 10-year forecast will be about right. Instead, we should really take demand into our own hands, as some progressive utilities in the region are already doing, and manage uncertainty so as to minimize regret. That is, we should seek to reduce the level of demand, the uncertainty of demand, and the unit cost of hedging against residual uncertainty by buying only things which are small, fast and cheap. In essence, we are now in an era of increasingly costly electricity or even expensive electricity with a fluctuating cost but at a very cheap efficiency.

It is logical to expect, therefore, that people will want, in the increasingly competitive energy service marketplace, to buy less electricity and more

efficiency. Vendors who cater to that need will prosper. Those who do not will not.

We can, of course, use the large pot of money we have just discovered in the form of saved operating costs to use megawatts to save gigabucks and compensate for megagoofs. For example, I recently showed in Illinois that if Commonwealth Edison were to abandon the Braidwood Project and buy efficiency instead, it would realize a net present valued saving of at least \$6 or \$8 billion, so it could pay back every penny of the \$3 billion sunk in the plant and at the same time lower its prices by a revenue equivalent of \$3 to \$5 billion.

Or, to the extent that power plants cause acid rain, rather than raising everyone's rates to put diapers on dirty coal plants, one can help customers get super efficient lights, motors and appliances. Then, they need less electricity, so the utility will burn less coal and emit less sulphur, but mainly everyone will save lots of money because efficiency is now cheaper than coal. Some of the saving can be used to clean up the remaining plants and the rest to lower the rates.

As a colleague of mine in the industry, whose company is mired in a project he wishes he had never heard of, recently remarked: "If we finish it, we will have to pay for it; if we don't finish it, we will probably have to pay for it anyway. But either way," he said, "we would be rather dense to pay for the plant by raising the rates, because that will price our product

out of the market just as happened to oil." It can happen to us too. Our bigger customers will disappear. Everyone will get more efficient. We will probably make less money, therefore, he said, "We should figure out how to pay for the plant out of savings so that we can cut our costs, lower our prices, become more competitive and get our markets back."

What is the magnitude of the saving of which this region can get its pro rata share, or, I think, more because I have a great admiration, having lived in New England for 20 years, for Yankee ingenuity and its Eastern Canadian equivalent.

US energy bills have lately been running about \$430 billion a year, about \$140 billion of it for electricity. Our bills would be \$150 billion a year more than they are now if we were still as inefficient as we were in 1973, but if we were now as efficient as Western Europe is, and they have a long way to go, we would save an additional \$200 billion a year or enough to balance the US federal budget.

If we just chose the best energy buys until the turn of the century, we would realize a cumulative net saving of several trillion of today's dollars, more than enough to pay off the national debt.

Conversely, what happens if we spend our money the wrong way? Well, there is nothing in the whole economy that has fewer jobs per dollar than power plants. Every gigawatt we build looses on the order of 4,000 net jobs by starving other sectors for capital. In the US

in 1982 alone we invested twice as much building nuclear plants, many of which will not even be finished, as we invested in the motor vehicle, iron and steel industries combined. No wonder we have a rust belt.

But there is a flip side of that misallocation. Suppose we do things right. Look at the micro example of Osage, Iowa, a town of 3,800 whose little municipal utility has quietly been helping people weatherize their houses for about eight years. This has had four financial consequences. The utility has retired all its debt. It has built up a \$2 million surplus. It has cut its rate four times in two and a half years by a total of 13 per cent nominal. So, it has done the opposite of keep up with inflation. And, most importantly, it is keeping in the Osage economy, chiefly being spent and re-spent locally, over \$1 thousand US, per household, per year.

If a durable recovery on Wall Street has to start on Main Street, Osage is a small example of how even the simplest best buys first policy can help get the job done. By helping to speed the entry of utilities as effective competitors in the energy service marketplace.

Finally, some extremely brief conclusions on what all this implies for this region. There are enormous, untapped efficiency opportunities, especially in saving electricity, in every sector, in every jurisdiction, including Québec, which could in this way free-up electricity if, it liked, at about an order of

magnitude, of lower cost than building dams.

Secondly, an option which might at first look like a good deal because it is less cost and still fail to be least cost, there is virtually no option for which one cannot find a still costlier alternative. But, if our object here is really to find the best buys, then we will observe that being, say, 20 per cent cheaper than a fossil-fuelled power plant is not good enough if efficiency can do the same thing, as it generally can, at a cost five or 10 times lower still.

I worry about basing electricity prices, even indirectly, on oil prices or fossil fuel prices, because there are very fundamental reasons for thinking those will be volatile indefinitely, for the rest of our lives. Oil has become a commodity just like frozen sow bellies and copper. We can expect it to go up and down like a yo-yo. Of course, the more efficient we get, the more we dampen the fluctuations and reduce the volatility. Nonetheless, we must bear in mind that pricing and payment arrangements like, say, taker-pay contracts do not reduce or manage risk. They merely reallocate risks. If we want to reduce risks, we will only buy things that are small, fast and cheap.

How well would we have done making a 25-year deal in 1961 with what we knew then? How predictable are economic and political conditions over that period? Do you want to bet \$25 billion on your guess as to what

they will be? How many 25-year taker-pay arrangements or other really long term energy supply contracts can you think of where after 25 years both parties are still happy?

I am struck by the disturbing parallel between the Québec projections we saw on the screen earlier and Electricité de France, which also incurred a lot of debt; a lot of it in US dollars, on the assumption that could persuade people to use a great deal more electricity. In the event, despite a very ambitious effort, they have persuaded people to increase electric demand by a third as much as they had to do to pay for the plants they built, and now, in all but name, they are broke. Look at whoops in the Northwest; look at the synfuel program. You do not have to look very far to see the perils of major long term commitments, which irreversibly incur the opportunity cost of inflexibly sinking resources that could have bought flexible, responsive options instead. We do not need to do everything. We cannot afford to do everything and some options, effectively, foreclose others.

I worry about reliability and instability issues in the New England grid if we become more reliant on very lumpy capacity, whether generation or transmission, which has fairly high forced outage rates. And, I would remind you that we have recently seen a tax on centralized energy systems at a rate of about one a week, not counting Latin America where it is more like one a day, in over 50 countries around the world and in 26 of

the United States. We have been very lucky so far as I showed in a recent study for the civil defence arm of the Pentagon, and, I think, we ought to build systems which are not inherently brittle where one can lose a regional grid because of a 30.06 bullet.

We should not accept uncritically the assumption that building very capital-intensive projects with enormous capital to labour ratios is going to be good for our economies. In fact, I think what we have learned from energy is that we need to rethink the economic development strategy of this region in light of what works.

If the basic energy economic problem of the Northeast is dollar leakage, for example; to import oil, internalizing some of the leakage, for example; sending dollars from New England towns to Hydro-Québec to New York bond holders, does not really help. It just changes the name of the problem.

I would like see, as the authors of the remarkable book "Life After Oil" suggested, a much more inwardly directed economically driven policy, one which puts least cost as a very high priority. Because, I think, with emphasis on efficiency and indigenous energy, especially in Canada, properly done bio-fuels, the Northeast can, indeed, in the decades ahead become self reliant, but without the costs and risks of a strategy which elevates centralized electric supply, the costliest and riskiest available option to an economically unwarranted primacy over all other opportunities. Thank you.

CA1
Z4
C 52

Document
Date
Page

Document : 850-33/016

Traduction du Secrétariat

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Nouvelles technologies et économies d'énergie :
impact sur le futur de la demande et de
l'offre d'énergie dans le Nord-Est

Amory B. Lovins

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

Merci. Je suis très heureux de l'occasion qui m'est offerte d'aider votre distingué groupe à examiner certains faits nouveaux passionnants qui, à mon avis, permettent aux sociétés qui oeuvrent dans le domaine de l'énergie de faire plus d'argent en prenant moins de risques tout en servant mieux leurs clients à un prix beaucoup moins élevé.

Cela peut se produire, grâce à ce que l'on peut légitimement appeler, à mon avis, la révolution de l'utilisation plus efficace de l'énergie, c'est-à-dire la possibilité de tirer davantage parti de l'énergie que nous possédons déjà. Pour donner une idée de l'étendue de ce qui s'est déjà produit, depuis 1979, les États-Unis ont reçu au-delà de 100 fois plus d'énergie nouvelle provenant d'économies de toutes sortes, qu'ils n'en ont reçu de tous les accroissements nets d'approvisionnement d'énergie regroupé. En outre, une grande partie des nouvelles sources d'énergie provenait du soleil, du vent, de l'eau et du bois plutôt que du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium. Par conséquent, les sources renouvelables qui, d'après ce que nous avons appris, n'étaient pas prêtes à être tellement exploitées pendant notre siècle, constituent maintenant environ 10 p. 100 de l'approvisionnement total des Américains, et cette proportion est celle qui augmente le plus rapidement. Depuis 1979, nous avons même commandé une plus grande capacité de production de petites éoliennes et de petites usines hydro-électriques que d'usines de charbon ou d'usines nucléaires, ou des deux, sans compter les annulations. Des tendances semblables se font sentir dans beaucoup d'endroits au Canada.

Pourtant, je crois que nous avons tout juste effleuré la surface quant à la quantité d'énergie ayant un bon rendement qui est disponible et qu'il vaut la peine de se procurer, car cette quantité augmente rapidement.

Je décrirai trois aspects de cette révolution du rendement énergétique : premièrement, le nouvel équipement permettant d'accroître la productivité de l'énergie simplement par des moyens techniques qui ne modifient pas les modes de vie; c'est pourquoi j'appellerai cet aspect le rendement de l'énergie et non pas l'économie de l'énergie, qui est un terme ambigu. Deuxièmement, les nouvelles façons de financer et de mettre en oeuvre des méthodes plus efficaces afin que les personnes qui en ont besoin puissent les utiliser et, finalement, une expérience concrète de mise en oeuvre.

Dans mes remarques, j'insisterai sur l'électricité, mais beaucoup d'observations semblables s'appliquent aux combustibles proprement dits, et je ferai état brièvement d'une révolution parallèle qui se poursuit dans le secteur des autres approvisionnements et les raisons de cette révolution. Je serai bref, en partie en raison du manque de temps et en partie parce que l'attention qu'il importe d'accorder à l'aspect de la demande, qui, à mon avis, mérite au moins 90 p. 100 de nos efforts en matière d'analyse et de mise en oeuvre, rendra surperflue une grande partie des débats sur l'approvisionnement.

Le point essentiel de mes observations sera que la demande future d'électricité ou d'énergie n'est pas, en général, fonction du destin, mais plutôt d'un choix. Il ne s'agit pas d'une fatalité que l'on peut prédire en scrutant les entrailles des pronostiqueurs, même si, parfois ce serait peut-être une bonne idée de le faire. Il s'agit plutôt d'une variable de la politique économique qui peut subir de nombreuses influences selon les moyens d'action des secteurs public ou privé.

Vous constaterez que je préfère que cette influence vienne du marché plutôt que de la réglementation, sauf dans le cas d'échecs manifestes du marché. Vous remarquerez donc que mon idéologie, si on peut l'appeler ainsi, découle en grande partie de l'économie néoclassique. Néanmoins, je crois qu'il ressortira de mes propos que si la croissance de la demande en électricité a augmenté assez rapidement ces dernières années dans certaines parties de notre région, cette croissance est le résultat de choix conscients en vue d'encourager précisément ce résultat. La disparité de la demande dans l'ensemble de la région et ailleurs nous permet de constater qu'il existe d'autres choix beaucoup plus rentables.

À mon avis, en général, il en coûte actuellement moins pour économiser l'électricité que pour en produire, même dans les centrales déjà en place, sans parler des nouvelles.

Je décrirai certaines sources nouvelles de ce que l'on pourrait appeler des négawatts. Un négawatt est un watt non utilisé. Par exemple, si j'installe une ampoule de 10 watts au lieu d'une ampoule de 40 watts et qu'elle donne le même rendement, je renvoie donc au service d'utilité publique 30 négawatts qu'il peut vendre à quelqu'un d'autre. Il est donc plus avantageux d'économiser cette énergie que de la produire.

Enfin, j'estime que de l'équipement et des méthodes de mise en oeuvre éprouvées de l'analyse des coûts la plus orthodoxe permettent maintenant d'arriver à des résultats très souhaitables pour notre région. Par exemple, la radiation de centrales électriques abandonnées et le remboursement aux investisseurs de tout ce qu'ils ont dépensé tout en diminuant les tarifs, la transformation de services d'utilité publique à tarifs toujours plus élevés pour en faire des entreprises concurrentielles dont les frais diminuent, ou l'abolition presque totale des risques de

prévision et de planification des services d'utilité publique, de même que l'élimination des pluies acides à un coût net négatif, ou le remboursement de la dette nationale d'ici l'an 2000. Je reviendrai sur ces questions dans un moment.

Je voudrais d'abord vous donner une idée plus concrète des améliorations en matière de rendement dont je parle. Il va sans dire que, pour le moment, mes remarques seront nécessairement sommaires, mais qu'elles sont très bien documentées dans des publications de notre Institut et ailleurs. Je me ferai donc un plaisir de vous donner des détails sur mes sources plus tard.

Mes propos consisteront en fait en des données empiriques sur le coût du rendement, qui devraient écarter tout débat rationnel.

D'entrée de jeu, il importe de souligner l'extrême rapidité du développement du matériel pour accroître la productivité de l'énergie, et particulièrement pour économiser de l'électricité. La plupart des meilleurs moyens qui existent maintenant n'étaient pas sur le marché il y a un an, et l'on pouvait dire la même chose il y a un an. Nous pouvons maintenant économiser deux fois plus d'électricité que nous pouvions le faire il y a cinq ans, mais seulement à un tiers du coût réel. Par conséquent, si vous utilisez des données de 1980-1981 dans votre analyse, comme la plupart des gens le font, vous sous-estimez, par un coefficient d'environ six dans l'ensemble, la rentabilité de l'économie de l'électricité. Les choses changent si rapidement que, le printemps dernier, j'ai dû mettre à jour quatre fois en six semaines mon analyse d'éclairage commercial. J'ai rencontré un entrepreneur en éclairage qui venait terminer les travaux de certains luminaires qu'il avait installés dans un aéroport deux mois plus tôt. Dans ces deux mois, il était devenu

plus rentable pour lui d'enlever et de jeter les luminaires qu'il venait juste d'installer et de les remplacer par de nouveaux dont le coût et les frais d'exploitation s'élèveraient aux seuls frais d'exploitation des anciens luminaires. C'est donc ce qu'il a fait.

La façon la plus simple de résumer les technologies dont je vous parle serait de vous montrer les résultats préliminaires d'une analyse du système de l'Hydro-Ontario que j'ai récemment effectuée. Il s'agit d'une ventilation très transparente des 28 secteurs dans lesquels le ministère ontarien de l'Énergie croit que l'électricité est utilisée, et si vous multipliez chaque utilisation par les chiffres de la deuxième colonne, vous obtenez la quantité qui serait utilisée si les mesures de réfection d'une liste assez restrictive étaient appliquées intégralement.

Dans les nouvelles constructions, vous économiseriez encore plus d'énergie à un coût moindre, et il ne s'agit que d'améliorations touchant le rendement et non de mesures de gestion de la charge.

La dernière colonne donne le coût social approximatif des économies qui figurent dans la deuxième colonne, c'est-à-dire ce qu'il vous en coûterait pour acheter ces mesures et les distribuer gratuitement. En outre, comme tous les autres coûts que j'ai établis, ceux-ci sont en cents américains de 1984 le kilowattheure, égalisés à un taux réel d'escompte d'un peu plus de 5 p. 100 par an. Par exemple, comme nous l'avons récemment démontré dans le procédé du grand A, dont John Kerry a fait mention, il est possible d'apporter environ onze modifications aux moteurs et aux mécanismes de transmission dans l'industrie.

Beaucoup d'entre elles sont le résultat de la révolution des puces microprocesseurs. Ces petites puces à l'air innocent ainsi que les nombreux éléments analogues pourront déplacer, lorsque tout le monde en aura en sa possession, quelque 50 à 70 gigawatts de capacité de production aux États-Unis à un coût de l'ordre de trois à cinq millièmes de dollar.

Ou bien, prenons l'éclairage. C'est dans le secteur commercial que l'on peut réaliser les plus grandes économies. Vous remarquerez qu'il y a dans ce secteur un élément qui a un coût négatif, c'est-à-dire moins un cent et demi le kilowatt-heure. C'est le genre de chose que l'on pourrait faire dans le cas des projecteurs à lampe à incandescence dans cette pièce. Nous pouvons les remplacer avec ce genre de mécanisme. Le tube fluorescent dure beaucoup plus longtemps que les projecteurs, il utilise environ un huitième ou un dixième de l'électricité pour donner le même éclairage en raison du système amélioré de réflexion optique et il coûte 1,50 \$ de plus que les projecteurs mais, comme il dure beaucoup plus longtemps, au moment de l'analyse de la valeur actualisée du coût en capital et du coût d'entretien, l'ampoule qui économise l'énergie revient moins cher que l'autre. C'est de là que vient le coût négatif de l'économie d'énergie. Comme le dit Irwin Stelzer, ce n'est pas un déjeuner gratuit, mais plutôt un déjeuner que vous mangez et pour lequel vous êtes en plus payé.

Ou bien, non vos yeux ne vous trompent pas, on dit bien que vous pouvez économiser environ 80 p. 100 avec l'éclairage par fluorescence grâce à l'application de ballasts électroniques à haute fréquence accordable, de réflecteurs spéculaires et des plus récentes ampoules. Il en découlera un meilleur éclairage, l'absence de scintillement, de bourdonnement, de même que d'effets stroboscopiques sur les écrans d'ordinateur, une couleur excellente, des frais d'entretien moins élevés, une meilleure

productivité de la main d'oeuvre des frais de rafraîchissement beaucoup plus bas (vous pouvez de cette façon modifier le point d'équilibre d'un grand immeuble à bureaux d'environ 20 à 30 degrés Celsius), et le coût de cette modification s'élève à une demi cent le kilowattheure économisé.

Prenons, par exemple les réfrigérateurs domestiques. Vous pouvez maintenant acheter, disons, un modèle Whirlpool fabriqué en série, de 17 pieds cubes utilisant 750 kilowattheures par an. Ce réfrigérateur est à peu près deux fois plus économique que ceux qui existent actuellement et il coûte un peu moins cher que le réfrigérateur moyen de cette taille. Par conséquent, le coût marginal en capital est légèrement négatif.

Il va sans dire qu'il existe des mesures très classiques. Par exemple, pour ce qui est de l'eau chaude, cette pomme de douche qui déverse deux gallons américains la minute et qui se vend 5 \$ en gros permet de prendre une bien meilleure douche que les pommes de douche d'environ 6 ou 7 gallons la minute comme celle que j'ai utilisée ce matin dans cet hôtel. Je pourrais poursuivre la liste indéfiniment.

Naturellement, dans les nouvelles constructions, il est possible de réaliser des économies d'énergie à un coût beaucoup moindre. Par exemple, les améliorations de l'éclairage dans les nouveaux immeubles commerciaux peuvent généralement être installées à un coût net négatif parce que le coût additionnel pour fabriquer de meilleures ampoules est largement compensé par la quantité moindre de luminaires nécessaires et par les systèmes mécaniques beaucoup plus petits. J'ai récemment indiqué à un promoteur de San Diego comment il pouvait économiser 80 à 84 p. 100 de la demande d'électricité dans une maison comportant tous

les appareils électriques habituels, grâce à une protection thermique passive et à des ampoules et appareils des plus récents, un peu plus économiques que ceux qui sont montrés ici, et comprenant, par exemple, un lave-vaisselle qui ne dépense pas d'électricité parce qu'il fonctionne par la pression de l'eau et n'a aucune prise électrique.

Notre propre maison dans laquelle nous avons un jardin intérieur, qui est également un centre de recherche situé à 2400 mètres d'altitude dans les montagnes Rocheuses n'utilise pas de chauffage malgré une température de 4900 degrés Celsius pendant le jour, et pouvant aller jusqu'à moins 43 degrés Celsius. En unités non classiques, la maison a des murs R-40, un toit R-60 et des fenêtres R-5.4, c'est-à-dire un miroir infrarouge à l'argon. Les fenêtres, dans quelque direction qu'elles soient placées, y compris le nord, permettent d'économiser l'énergie en hiver et leur prix est remboursé dans un an ou deux. Nos factures d'électricité s'élèvent habituellement à 28 \$ par mois, soit un peu moins de 7 cents le kilowattheure. De cette somme, environ 18 \$ couvrent les frais du matériel de bureau pour un centre de recherche de 18 personnes, 5 \$ représentent les frais de la pompe d'une cascade dans la jungle semi-tropicale au milieu de la maison où, entre autres, nous faisons pousser des papayes et des avocats et nous élevons des poissons chats. Les autres 5 \$ couvrent les frais domestiques. Nous pourrions économiser davantage, mais il est difficile de se motiver pour quelques dollars, et le prix net marginal de toutes ces mesures d'économie se rembourse en dix mois.

Par conséquent, du point de vue économique, nous vivons dans un puits marginal qui ne produit qu'un baril par jour. La maison rapporte environ 19 \$ US par jour en économie d'énergie, et l'immeuble au complet devrait donc se rembourser en environ 40 ans.

Vous remarquerez que la forme de la courbe de l'offre, si je l'explique, (veuillez excuser la qualité des dessins) est très droite pendant longtemps. L'axe vertical représente les cents le kilowattheure et l'axe horizontal, l'économie. Les chiffres en rouge représentent le pourcentage des ventes totales de l'Hydro-Ontario qui aurait pu être économisé et, lorsque nous arrivons à 4 cents le kilowattheure, nous épargnons au moins la moitié des ventes de l'Hydro à un coût marginal de 4 cents mais à un coût moyen de seulement 0,6 cent. Le coût réel du programme pour le service d'utilité publique serait beaucoup plus bas.

Une grande partie des économies réalisées, probablement les cinq-sixièmes du total qui figure ici, se retrouverait dans les secteurs commercial et industriel. Le coût des mesures de réfection dans le secteur résidentiel peut être de 2,5 cents le kilowattheure, comportant certains éléments meilleur marché ou plus cher, mais je voudrais vous signaler que le coût moyen de toutes ces mesures, environ 0,6 cent, est moins élevé que le coût d'exploitation d'une centrale thermique, même si elle était construite gratuitement, et que si vous comparez le coût négatif initial, disons, du remplacement des projecteurs et le coût positif, vous arrivez probablement à une économie d'environ 25 p. 100 avant d'avoir dépassé le prix de revient net nul.

Je crois que les répercussions économiques de ce genre de potentiel signifient que les centrales thermoélectriques sont désuètes du point de vue économique, de même que les toutes autres capacités marginales d'approvisionnement, particulièrement les plus onéreuses. En fait, les services d'utilité publique qui construisent des installations à un coût élevé et qui augmentent leur prix pour pouvoir les financer peuvent fort bien constater, après que leurs tarifs sont fixés de façon à rembourser le prix de l'ustine, que loin d'être terminés, leurs problèmes ne font que commencer. Le vrai problème consiste à trouver une façon de

vendre suffisamment d'électricité malgré la concurrence pour compenser le prix de la centrale. Nous pourrions constater qu'il peut être négatif, à long terme, de compter sur des revenus fondés sur l'élasticité des prix et que la construction d'installations coûteuses nécessite plus de revenus mais en produit moins et qu'aucune aide ne pourra être vraiment efficace.

Une autre leçon à tirer est que, comme ces technologies existent, il n'y a plus, à long terme, de clients captifs. En effet, les clients achèteront de l'énergie ayant un bon rendement avec ou sans la prévoyance et la participation des services d'utilité publique. Ces derniers n'ont donc plus le choix qu'entre la participation et la désuétude.

De quelle façon les personnes qui ont besoin de ce nouvel équipement peuvent-ils se le procurer? Habituellement, la population était mise au courant simplement par des programmes d'information, comportant souvent des renseignements périmés. Par la suite, nous sommes devenus plus astucieux et, maintenant, aux États-Unis la moitié des clients des services d'électricité peuvent obtenir de leur service d'utilité publique des prêts à des taux privilégiés pour hivériser leur maison ou obtenir des rabais pour acheter des appareils ayant un meilleur rendement énergétique. En fait, les clients à faible revenu obtiennent souvent un financement complet. Par exemple, la Southern California Edison a donné l'an dernier à ses clients à faible revenu 109 000 ampoules électriques à rendement quadruplé, c'est-à-dire l'équivalent Mitsubishi de celle que j'ai en main, parce que c'était moins onéreux de le faire que d'exploiter les centrales électriques en place.

Le taux de participation à des programmes bien conçus est généralement de 70 à 90 p. 100 pendant la première ou la deuxième année sans subvention, ou de 95 à 99 p. 100 avec une subvention pour la totalité du prix.

Nous commençons maintenant à constater l'évolution des programmes des services d'utilité publique de la deuxième et de la troisième générations qui, essentiellement, traitent de mégawatts. En effet, ces programmes récompensent les clients qui économisent de l'électricité lorsque cette solution est plus avantageuse que les autres formes d'investissement que le service d'utilité pourrait faire. Par exemple, certains services d'utilité publique de la côte Ouest verseront plusieurs centaines de dollars à leurs clients pour chaque kilowatt de la charge de pointe économisé. Ils ne se préoccupent pas de la façon que cette économie est réalisée. Plus vous économisez, plus forte est la récompense. Le remboursement le plus important que je connaisse est celui d'une expérience qui a été faite dans le Nord-Ouest, c'est-à-dire 1,15 \$ US pour chaque kilowattheure économisé dans la première année grâce à l'étanchéification de maisons chauffées à l'électricité. Cela représente beaucoup d'argent et peut entraîner des économies importantes.

Toutefois, du point de vue du service d'utilité publique, c'est comme s'il installait dans la maison à très peu de frais un petit barrage hydroélectrique qui rapportera des mégawatts pendant plusieurs décennies.

Nous commençons maintenant à avoir des programmes encore plus avancés. La Bonneville Power Administration doit commencer à donner des subventions pour la modernisation d'alumineries énergivores afin de libérer, à très peu de frais, de l'électricité qui est maintenant utilisée de façon non efficace et, en même temps, de rendre les alumineries plus concurrentielles et de protéger les emplois et le marché.

J'aimerais que nous ayons des ententes transmissibles d'économies en vertu desquelles si j'étais un industriel ici au Québec et si je voulais obtenir de l'énergie à peu de frais, plutôt que de m'attendre de recevoir une subvention, je puisse tirer parti de l'énergie additionnelle des réflecteurs du plafond de cette pièce, faire économiser de l'électricité dans l'exploitation de cet hôtel et ensuite, retourner à mon usine et racheter de l'Hydro-Québec à un prix moindre le montant de l'électricité économisée.

Nous devrions avoir des contrats commercialisables en vertu desquels nous nous engagerions à ne jamais utiliser plus qu'un certain montant d'électricité tout comme nous avons actuellement des contrats commercialisables pour réduire la pollution de l'air dans un certain bassin atmosphérique. Nous avons déjà des ententes de partage des économies par une tierce partie. Des contrats de ce genre ont été signés pour une valeur d'un milliard de dollars aux États-Unis en 1984. Certains clients des services d'utilité publique ont un esprit d'entreprise tellement développé qu'ils veulent mettre sur pied des marchés au comptant et à terme en électricité économisée.

Deux mécanismes particulièrement intéressants commencent à être utilisés. D'abord, nous avons les enchères généralisées en vertu desquelles les services d'utilité publique offrent d'acheter l'électricité produite, économisée ou déplacée par quelque moyen que ce soit, à des prix croissants, jusqu'à ce qu'ils en aient suffisamment. Je connais un service d'utilité public de l'Ouest qui étudie sérieusement cette possibilité. Il parviendrait ainsi à un prix du marché, établi en partant du plus bas et non du plus haut comme le fait PURPA, représentant le coût moindre d'un amalgame de toutes les façons de produire et d'économiser de l'électricité. De cette façon, le prix du marché serait d'environ trois cents le kilowattheure.

Nous avons également le tarif de raccordement fondé sur l'échelle mobile. La commission du Maine vient de demander à ses services d'utilité publique de formuler des propositions à cet égard. L'idée de départ est très simple. Actuellement, si je construis une maison complètement à l'électricité qui n'est pas efficace sur le plan énergétique, le service d'utilité publique peut être obligé de dépenser 50 000 à 100 000 \$ pour alimenter cette maison. Si je construis une maison de ce genre, mes frais de raccordement devraient être de l'ordre de 30 000 \$. Cette somme pourrait permettre au service d'utilité publique d'accorder des frais de raccordement négatifs aux personnes qui construisent des maisons ayant un bon rendement énergétique. Plus le rendement est efficace, plus le rabais serait élevé. Supposons que vous obteniez un rabais de 5 000 \$ pour construire une maison solaire à système passif ou une maison du type R-2000, cette somme devrait couvrir tout au moins les frais additionnels pour la construire de la bonne façon, et l'entrepreneur épargnerait dès le début. L'entrepreneur peut ensuite commercialiser la maison en disant que pour les cinq premières années il payera le service d'utilité publique, sans aucune condition. Vous n'aurez donc aucun compte d'électricité. Vous pouvez par la suite avoir une maison plus grosse et parfois à un coût moindre parce que vos factures d'électricité seront moins élevées. Quand vous revendez la maison, vous recouvrez votre investissement en plus d'un très bon rendement et le service d'utilité publique économise 10 ou 20 fois la valeur du rabais. De cette façon, tout le monde gagne.

Pour démontrer qu'il ne s'agit pas tout simplement de théorie, je voudrais vous donner quelques chiffres sur ce qui se produit depuis quelque temps. Le programme le plus global et le plus réussi d'économie d'énergie mis sur pied par les services d'utilité publique de l'Amérique du Nord que je connaisse est celui de la Southern California Edison Company qui dessert 9 millions de personnes dans un rayon de 50 000 milles carrés. Au

cours des quelques dernières années dans ce territoire des économies de presque 1200 mégawatts ont été réalisées par an sur la production de pointe de 10 ans. Presque la moitié de cette économie découle des efforts déployés par le service d'utilité publique lui-même grâce à un programme coûtant environ 32 cents le kilowattheure pour l'économie d'énergie et 31 \$ le kilowatt pour la gestion de la charge. L'autre moitié des économies provient des mesures prises par l'État, c'est-à-dire des codes de la construction, des normes pour les appareils, mais vous n'avez pas besoin de l'État pour faire la même chose. Plutôt qu'un code de la construction, vous pouvez utiliser un tarif de raccordement fondé sur l'échelle mobile pour toutes les catégories de constructions et, plutôt que les normes pour les appareils, vous pouvez offrir au vendeur des rabais qui coûtent environ 0,6 cents le kilowattheure.

Afin d'illustrer également certaines des données empiriques que nous avons utilisées, voici les coûts empiriques de certains des programmes de nos services d'utilité publique aux États-Unis. J'ai choisi les plus intéressants, soit moins d'un cent le kilowattheure. Par exemple, les mesures d'incitation pour l'équipement dans les secteurs commercial et industriel pour les quatre services d'utilité publique de la Californie qui sont la propriété d'investisseurs : trois quarts de cent le kilowattheure; tous les programmes des secteurs commercial, industriel et agricole : 0,32 cents. Il s'agit également d'un coût de programme équilibré. Le même nombre pour la Southern California Edison : 0,12 cents.

Si nous regardons la gestion de la charge, les chiffres sont également impressionnants. Pour les services privés d'utilité publique en Californie, toute la gestion de la charge dans les secteurs commercial, industriel et agricole

s'élève à 134 \$, tandis que le paiement en une seule fois par kilowatt de pointe dans tous les secteurs est de 120 \$. Pour la Southern California Edison, le prix correspondant est de 48 \$ et 31 \$ le kilowatt de pointe. Connaissiez-vous des sources d'approvisionnement dont le coût peut se comparer à ceux-ci.

Avec quelle rapidité tout cela s'est-il produit? Les services d'utilité publique de la Californie économisent seulement environ 5 p. 100 des kilowatts de la période de pointe en comparaison avec 8,5 p. 100 pour la Southern California Edison.

Dans l'ensemble de la Nouvelle-Angleterre, une région ayant des conditions très diverses, les ventes d'électricité ont augmenté, de 1976 à 1982, moins de la moitié plus rapidement que le produit régional brut en Californie. Ce sont là les prévisions officielles et la région a déjà réduit son intensité d'électricité de 17 p. 100 de 1975 à 1983 seulement.

Prenons, par exemple, des chiffres à l'échelle nationale : de 1981 à 1984 aux États-Unis, les commandes nettes, c'est-à-dire les commandes moins les annulations, étaient de moins 65 gigawatts pour les grandes centrales, mais de plus 25 gigawatts pour la cogénération et de plus 20 gigawatts pour les petites centrales électriques, les éoliennes, etc. Autrement dit, nous avons récupéré dans les petits systèmes plus des deux tiers de ce que nous avons perdu dans les grands systèmes et nous avons plus que compenser le reste en économie.

En Californie, si la commission avait accepté des offres de production électrique sur une petite échelle pour une autre année plutôt que de les suspendre il y a un an, chaque centrale électrique de la Californie serait maintenant déplacée et l'État aurait une charge de pointe de 37 gigawatts en plus de 23 gigawatts d'économie achetée ou qui serait sur le point de

l'être. La Californie peut actuellement offrir 21 gigawatts de production électrique sur une petite échelle dont 13 sont actuellement accordés sous contrats, en grande partie renouvelables. De nouvelles offres sont faites au rythme de neuf gigawatts par an.

En deux ans, l'État est donc passé d'une pénurie prévue d'électricité à un surplus incalculable et pourtant, comme si de rien n'était, environ 24 autres États et provinces espèrent vendre leur surplus à la Californie. C'est la théorie du trou noir appliquée à la demande. J'espère que cette situation ne se produira pas ici. En fait, la même chose se produit, quoique les chiffres soient légèrement différents, dans les États comme le Maine.

Je ne reprendrai pas ici toutes les tendances qui ont déjà eu cours et qui sont reproduites dans mes observations écrites. Je voudrais seulement tirer quelques conclusions stratégiques en général et dans ce domaine en particulier. Premièrement, il ne faut pas regarder seulement la ligne du haut mais également celle du bas. Les ventes et les revenus des services d'utilité publique peuvent diminuer tant que leurs frais diminuent davantage que leurs revenus. Si vous faites des économies de façon que les frais d'exploitation soient moindres que le coût marginal d'exploitation, c'est ce qui se produira. Naturellement, j'encouragerais ceux qui établissent la réglementation à laisser aux services d'utilité publique une partie de ce qu'ils économisent, tout comme le fait la Floride où les services d'utilité publique gardent un cinquième de ce qu'ils économisent sur le marché au comptant et un tiers de ce qu'ils économisent sur les investissements en vue de remplacer le pétrole.

S'il en coûte moins cher d'épargner de l'électricité que d'en produire, c'est ce que vous devriez faire quel que soit le surplus de capacité que vous avez. La surcapacité représente des frais. Vous ne pouvez prendre de décisions qu'au sujet de l'avenir et non au sujet du passé et vous devriez donc vous en tenir au coût variable marginal. C'est la simple logique de l'économie.

Nous avons ici une centrale électrique qui, a un coefficient d'utilisation de 100 p. 100, a une charge fixe capitalisée de trois millièmes de dollars et un coefficient d'utilisation de 10 p. 100 fortement actualisé - le chiffre réel serait plus près de 12 millièmes. Un grand nombre des mesures d'économie se comparent à l'achat d'électricité à quatre ou cinq millièmes, de charbon à quelques dollars la tonne ou de pétrole à quelques dollars le baril. Il va sans dire que nous devrions les acheter.

Prévoir la charge et les besoins de construction pour répondre à la demande constitue une doctrine désuète et dangeureuse, car elle signifie que vous pariez votre compagnie que vos prévisions pour dix seront à peu près exactes. Nous devrions plutôt nous occuper de la demande comme le font déjà certains services d'utilité publique progressistes de la région, et gérer l'incertitude de façon à réduire les regrets au minimum. Nous devrions tenter de réduire le niveau de la demande, l'incertitude de la demande et le coût unitaire des opérations de couverture par rapport à l'incertitude résiduelle en n'achetant que des choses petites, rapides et bon marché. En fait, actuellement, l'électricité coûte de plus en plus cher et, souvent, son coût fluctue, mais son rendement est très faible.

Il est donc logique de prévoir que, dans le marché de plus en plus concurrentiel de l'énergie, les gens voudront acheter moins d'électricité et davantage de rendement. Les vendeurs qui répondent à ce besoin réussiront, mais non les autres.

Naturellement, nous pouvons puiser dans l'argent que nous procurent les frais d'exploitation que nous avons économisés pour utiliser les négawatts afin d'économiser des gigadollars et de compenser pour les mégabêvues. Par exemple, j'ai récemment démontré en Illinois que si la Commonwealth Edison abandonnait le projet Braidwood et préconisait plutôt l'économie d'énergie, elle réaliserait une économie nette, à la valeur actuelle, d'au moins six ou huit milliards de dollars, et elle pourrait ainsi rembourser la totalité des trois milliards de dollars engloutis dans la centrale, tout en diminuant ses prix d'un équivalent de revenu de trois à cinq milliards de dollars.

Dans la mesure où les centrales électriques sont une cause de pluies acides, plutôt que d'augmenter les tarifs afin de pouvoir réduire les émissions des usines de charbon, il vaudrait mieux aider les clients à se procurer des ampoules, des moteurs et des appareils ayant un très bon rendement énergétique. Ils auraient ainsi besoin de moins d'électricité, le service d'utilité publique brûlerait moins de charbon et émettrait moins de soufre, mais, ce qui est plus important, chacun épargnerait beaucoup d'argent, car un bon rendement énergétique coûte maintenant moins cher que le charbon. Une partie des économies pourrait être utilisée pour nettoyer les autres usines et le reste pour diminuer les tarifs.

Un de mes collègues de l'industrie dont la compagnie est enlisée dans un projet dont il aimerait mieux n'avoir jamais entendu parler m'a récemment dit : "Si nous le terminons, nous

devrons le payer; si nous ne le terminons pas nous devrons probablement le payer quand même. Mais, de toute façon, il serait plutôt stupide de notre part de payer l'usine en augmentant les tarifs parce que notre produit sera alors retiré du marché à cause de son prix tout comme cela c'est produit avec le pétrole." Cela peut nous arriver à nous aussi. Tous nos plus gros clients disparaîtront. Tout le monde voudra avoir un meilleur rendement énergétique. Nous ferons probablement moins d'argent. Mon collègue a donc ajouté : "Nous devrions tenter de trouver une façon de payer l'usine grâce à des économies afin de pouvoir réduire nos frais, diminuer nos tarifs, devenir plus concurrentiels et reconquérir nos marchés.

C'est là l'ampleur des économies dont la région pourrait obtenir sa part. Elle pourrait même obtenir davantage car, ayant vécu en Nouvelle-Angleterre pendant 20 ans, j'admire beaucoup l'ingéniosité yankee et son équivalent à l'est du Canada.

Ces dernières années, les factures d'énergie des États-Unis s'élèvent à quelque 430 milliards de dollars par an, dont environ 140 milliards pour l'électricité. Nos factures s'élèveraient à 150 milliards de plus par an si notre rendement énergétique était aussi pauvre qu'en 1973 mais, s'il était aussi bon qu'en Europe de l'Ouest, et même eux ont encore beaucoup d'améliorations à apporter, nous économiserions un autre 200 milliards par an, soit assez pour équilibrer le budget fédéral américain.

Seulement en choisissant les formes d'énergie les plus efficaces jusqu'à la fin du siècle, nous pourrions réaliser une économie cumulative nette de plusieurs billions de dollars au taux d'aujourd'hui, soit plus que suffisamment pour rembourser la dette nationale.

Par contre, qu'arrivera-t-il si nous ne dépensons pas notre argent à bon escient? Rien dans tout le système économique ne représente moins d'emplois par dollar que les centrales électriques. Chaque gigawatt que nous construisons fait perdre 4 000 emplois en privant d'autres secteurs de capital. En 1982, aux États-Unis seulement, nous avons investi deux fois plus pour construire des usines nucléaires, dont beaucoup ne seront même pas terminées, que nous n'avons investi dans les industries de véhicules à moteur, de fer et d'acier confondues. Ils n'est donc pas surprenant que nous ayons une ceinture rouille plutôt qu'une ceinture verte.

Cependant, cette mauvaise affectation de fonds a un autre côté. Supposons que nous fassions les choses de la bonne façon. Prenons, par exemple, l'exemple d'Osage en Iowa, une ville de 3800 habitants, où le petit service d'utilité publique de la municipalité aide tranquillement les gens à intempérer leur maison depuis environ huit ans. Cette mesure a eu quatre conséquences financières. Le service a remboursé toute sa dette. Il a accumulé un excédent de 2 millions de dollars. Il a réduit ses tarifs de 13 p. 100 en quatre fois en deux ans et demi. Il n'a donc pas suivi l'inflation, au contraire. Et, ce qui est encore plus important, il aide l'économie locale. En effet, plus de 1000 \$ US par foyer est dépensé et redépensé par an à Osage même.

Si une reprise durable à Wall Street devait commencer par la rue principale, Osage est un bon exemple que même la politique la plus simple préconisant les meilleures achats peut aider à y parvenir en accélérant l'entrée des services d'utilité publique comme concurrents efficaces dans le marché des services du domaine énergétique.

Enfin, quelques très brèves conclusions sur ce que tout ceci suppose pour votre région. Il existe énormément de possibilités inexploitées dans le domaine du rendement énergétique, surtout dans l'économie de l'électricité dans chaque secteur de chaque administration, y compris le Québec, qui pourrait de cette façon, si elle le voulait, libérer énormément d'électricité à un coût moindre que celui de la construction de barrages.

Deuxièmement, un choix qui peut, à première vue, sembler être une bonne occasion, parce qu'il coûte moins cher, mais ce n'est pas encore le moins cher. Il est presque toujours possible de trouver une autre solution dont le coût serait plus élevé. Toutefois, si notre but est de faire les meilleurs achats possibles, une solution qui coûterait, disons, 20 p. 100 de moins qu'une centrale à combustible fossile ne constituerait pas un assez bon achat si un bon rendement énergétique peut donner le même résultat, comme cela se produit la plupart du temps, à un coût de cinq à dix fois moindre.

Je ne suis pas d'accord que les prix de l'électricité soient fondés, même indirectement, sur les prix du pétrole et des combustibles fossiles, car il existe des raisons fondamentales de croire que ces prix seront toujours instables, pour le reste de notre vie. Le pétrole est devenu un produit, tout comme le porc salé congelé et le cuivre. On peut s'attendre que son prix fluctue comme un yo-yo. Naturellement, plus notre rendement énergétique est bon, plus nous réduisons les fluctuations et l'instabilité. Néanmoins, il ne faut pas oublier que les modalités relatives à la fixation des prix et aux paiements comme, par exemple, les contrats fermes, ne diminuent ni ne gèrent les risques; ils ne font que les réaffecter. Si nous voulons diminuer les risques, nous ne devons acheter que des choses petites, qui se détériorent rapidement et sont bon marché.

Dans quelle condition aurions-nous conclu un contrat de 25 ans en 1961 avec ce que nous savions alors? Dans quelle mesure pouvons-nous prédire les conditions économiques et politiques pendant une telle période? Êtes-vous prêt à parier 25 milliards de dollars sur ce que ces conditions seront? Connaissez-vous beaucoup de contrats fermes de 25 ans ou d'autres contrats d'approvisionnement d'énergie à très long terme où, après 25 ans, les deux parties sont encore satisfaites?

Je suis frappé par l'étrange parallèle entre les prévisions du Québec que nous avons vues sur l'écran un peu plus tôt et l'Électricité de France, qui a aussi accumulé une dette considérable, dont une grande partie en dollars américains, en se fondant sur l'hypothèse qu'elle pourrait persuader la population d'utiliser beaucoup plus d'électricité. Malgré les efforts considérables que la société a déployer, elle a persuadé la population d'augmenter sa consommation d'électricité de seulement le tiers de ce dont elle aurait eu besoin pour financer les usines qu'elle avait construites et, maintenant, elle est, à toute fin utile, fauchée. Prenez le projet WPPSS dans le Nord-Ouest et le programme de carburant de synthèse. Vous n'avez pas besoin de les examiner longtemps pour constater les risques des engagements à long terme qui entraînent, de façon irréversible, le coût de renonciation que suscite le fait d'engloutir inexorablement des ressources qui auraient pu permettre plutôt d'opter pour des solutions plus flexibles en tenant compte des besoins. Nous n'avons pas besoin de tout faire, nous ne pouvons pas nous le permettre et certains choix en écartent d'autres inexorablement.

Je m'inquiète des questions de fiabilité et stabilité dans le réseau de la Nouvelle-Angleterre si nous devons compter davantage sur une capacité très variable, que ce soit en matière de production ou de transmission, qui a un taux de panne forcée

assez élevé. Dernièrement, les systèmes énergétiques centralisés ont connu des pannes à un taux d'une par semaine dans plus de 50 pays et dans 26 des États américains, sans compter l'Amérique latine où ce taux était plutôt de une par jour. Comme je l'ai déjà démontré dans une étude que j'ai effectuée récemment pour le secteur de la défense civile du Pentagone, nous avons été très chanceux jusqu'ici et je crois que nous devrions ériger des systèmes qui ne sont pas intrinsèquement fragiles et qui ne risquent pas de faire perdre un réseau régional à cause d'une balle 30.06.

Nous ne devrions pas accepter d'emblée l'hypothèse voulant qu'il serait bon pour nos économies de construire des projets à prédominance de capital ayant un fort coefficient de capital-travail. En fait, je crois que l'énergie nous a appris que nous devons repenser la stratégie de développement économique de la région en tenant compte de ce qui fonctionne bien.

Si le problème économique fondamental dans le secteur de l'énergie de la région du Nord-Est est la fuite des dollars, par exemple, pour importer du pétrole, le fait de réduire la fuite au réseau interne, c'est-à-dire de transmettre des dollars venant de villes de la Nouvelle-Angleterre à l'Hydro-Québec et ensuite à des obligataires de New York, ne changera rien à la situation. Ce n'est que le nom du problème qui aura changé.

J'aimerais plutôt, comme l'ont proposé les auteurs du livre remarquable intitulé "Life After Oil", que l'on adopte une politique économique beaucoup plus axée sur les besoins internes, c'est-à-dire une politique qui place au premier rang des priorités ce qui coûte le moins cher. Car je crois que si l'on met l'accent sur le rendement énergétique et l'énergie locale, surtout au Canada, comme les biocarburants fabriqués de façon

adéquate, le Nord-Est peut, dans les prochaines décennies, devenir plus autosuffisant sans avoir à subir les frais ni les risques d'une stratégie qui accorde à l'approvisionnement électrique centralisé, la solution la plus chère et la plus risquée, une priorité tout à fait injustifiée sur le plan économique par rapport à toutes les autres possibilités. Merci.

CA1
Z4
-C 52

Document: 850-33/017

Government
Publications

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Opening Declaration by
The Honourable Gil Rémillard
Minister of International Relations and
Responsible for Intergovernmental Affairs

Québec

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

M. GIL REMILLARD: Thank you, Mr.

Chairman. Governor, fellow ministers, guests, ladies and gentlemen, on behalf of the Government of Quebec I would first like to extend to you all a very warm welcome to this roundtable.

I am grateful to the Northeast International Committee on Energy for inviting me to open this important roundtable, which will focus on an issue of great significance to all of us: Energy in the 1990's; assessing the needs; discussing the option, and preparing the future for dynamic transboundary relations.

The Northeast part of United States and Eastern Canada have been developing close relations over the past 20 years. In this regard, one must rely on the major contribution of the New England Governors and Eastern Canadian Premiers who jointly sponsor the forum we are holding today and tomorrow. The New England Governors and Eastern Canadian Premiers held their first meeting in 1973. Thirteen years later this Conference has no equivalent between our two countries in seizing the opportunities that our interdependence offers.

The Conference has, of course, contributed to the development of trade and cultural relationships across our borders but more striking contributions have taken place in the field of energy, transportation and environmental concerns. Joint efforts are also to be mentioned in agriculture, forestry and tourism.

We may be proud of these achievements, yet my deep conviction is that still more can be done. Experience really shows that few of our interests differ. For instance, we all agree that the Québec Nordics will finally beat the Whalers and so will the Canadiennes over the Bruins. Hockey set aside, we can, in many respects, work for the achievement of common objectives.

Surely we can develop new mechanisms that will strengthen day-to-day communication and more coordinated planning. The meeting that has just been held in Charlottetown was exploring possibilities in agriculture and in a few days another forum will examine opportunities as to research and development in high technology. And, of course, the present meeting will allow us to extend views and share concerns about some critical energy issues facing our States and Provinces.

The need for this exchange is obvious for the economic interdependence between Eastern Canadian provinces and New England states cannot but grow during the coming decade.

Energy is an area of major regional opportunity. We should be able to establish together a long term planning process that would help us to speed up the economic growth of our corner of America.

During the next two days we will discuss basic energy issues facing the region. We will have the future in mind, trying to formulate policies in view of the directions we foresee. We are now moving toward the year 2000, and this horizon is challenging. We, in Quebec, believe that the dynamic transboundary relations well underway should contribute to our common prosperity. The Northeast area to which we all belong is by itself an enormous economic power house.

Our roundtable should facilitate an in-depth analysis of the greater Northeastern region's energy situation, and should stimulate a frank and wide ranging exchange of views as to the choices available to us during the next decade. The high quality of all speakers and participants gathered here today and tomorrow should guarantee the success of the event.

Our discussions will open with an evaluation of regional energy demand during the coming years. This issue is fundamental as it lays the groundwork for subsequent exchanges relating to the other subjects of the agenda. The workshops dealing with new technologies and energy conservation as well as a session devoted to trade liberalization should also help us to grasp the nature of the challenges we face today and we shall have to cope with in the near future.

As Minister of International Relations, I feel it is appropriate to add that this roundtable is a good indicator of Quebec's interest in devoting particular attention to the development of institutional relations with the New England states.

While we are fortunate to live alongside a society as dynamic as that of the United States, there are certain demands as well. The Quebec of today must continue to develop without compromising the uniqueness that enables it to contribute to our international cultural heritage.

The forthcoming discussion on trade liberalization between our two countries will thus be crucial as we must endeavour to widen on both sides of the border the span of opportunities available to us, while reserving, at the same time, what makes our two societies somewhat different. We can assert that our close relationship has served us well and is continuing to do so. My government recognizes that it must do it all it can in cooperation with the Canadian government to develop this relationship. That is also why we maintain an important network of offices in the United States and have ensured that our overall efforts to support the development of economic, cultural and people-to-people relations between Québec and the United States be strengthened.

In this context, gathrings, such as today's Conference, are high on our list of priorities. I thank you for the opportunity to address you this morning and I look forward to the challenge of working with you for the future prosperity of our region, both states and provinces.

I wish each and every one of you a productive conference and a pleasant stay in Quebec City. Thank you.

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Allocution d'ouverture
de l'honorable Gil Rémillard
Ministre des Relations internationales
et délégué aux Affaires intergouvernementales canadiennes

Québec

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

Merci, monsieur le Président, monsieur le Gouverneur, chers collègues Ministres, cher invités, mesdames, messieurs, au nom du Gouvernement du Québec, permettez-moi d'abord de vous souhaiter à tous la plus cordiale bienvenue à ce colloque.

Je remercie le Comité international du Nord-Est sur l'énergie de m'avoir invité à ouvrir cet important colloque au cours duquel nous nous pencherons sur des questions qui comptent beaucoup pour chacun d'entre nous : l'énergie dans les années 1990, l'évaluation des besoins, l'analyse des choix et la préparation pour l'avenir en vue de relations transfrontières dynamiques.

Le Nord-Est des États-Unis et l'Est du Canada entretiennent des relations étroites depuis 20 ans. À cet égard, nous devons compter avec la contribution importante des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des Premiers ministres de l'Est du Canada qui parrainent conjointement notre colloque d'aujourd'hui et de demain. Les Gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les Premiers ministres de l'Est du Canada se sont réunis pour la première fois en 1973. Treize ans plus tard, cette Conférence n'a aucun équivalent entre nos deux pays pour ce qui est de saisir les occasions qu'offre notre interdépendance.

Il va sans dire que la Conférence a contribué au développement des relations commerciales et culturelles entre les deux pays, mais c'est dans les domaines de l'énergie, du transport et de l'environnement que figurent ses contributions les plus importantes. Il y a également lieu de mentionner les efforts communs déployés dans les domaines de l'agriculture, de la foresterie et du tourisme.

Nous pouvons être fiers de ces réalisations, mais j'ai quand même la ferme conviction qu'il reste encore beaucoup à faire. L'expérience a démontré que nous poursuivons les mêmes intérêts dans presque tous les domaines. Par exemple, nous savons tous que les Nordiques de Québec l'emporteront sur les Whalers et que les Canadiens l'emporteront sur les Bruins. Le hockey, mis à part nous pouvons poursuivre les mêmes objectifs dans beaucoup de domaines.

Nous pouvons certainement concevoir de nouveaux mécanismes qui permettront de raffermir les communications courantes et de mieux coordonner la planification. À la réunion qui s'est tenue récemment à Charlottetown, les participants ont examiné les possibilités offertes dans le domaine de l'agriculture et, dans quelques jours, une autre réunion se tiendra afin d'examiner les possibilités en matière de recherche et de développement dans la technologie de pointe. Au cours de la présente réunion, nous pourrons faire part de nos opinions et partager nos préoccupations quant aux problèmes énergétiques graves auxquels nos États et nos provinces doivent faire face.

La nécessité de ces échanges est incontestable car l'interdépendance économique entre les provinces de l'Est du Canada et les États de la Nouvelle-Angleterre ne fera que s'accroître au cours de la prochaine décennie.

L'énergie est un domaine qui offre d'importantes perspectives régionales. Nous nous devons d'élaborer ensemble un processus de planification à long terme qui nous aidera à accélérer la croissance économique de notre coin de l'Amérique.

Au cours des deux prochains jours, nous étudierons les principaux problèmes énergétiques que la région connaît. Nous agirons en fonction de l'avenir, en tentant de formuler des politiques tenant compte des orientations que nous prévoyons. Nous nous dirigeons vers l'an 2000 et cette perspective est stimulante. Au Québec, nous croyons que les relations transfrontières dynamiques qui sont déjà bien entamées devraient contribuer à notre prospérité mutuelle. La région du Nord-Est à laquelle nous appartenons tous est en elle-même une énorme centrale économique.

Notre colloque devrait faciliter une analyse en profondeur de la situation énergétique de la grande région du Nord-Est, et devrait stimuler un échange de vues francs et variés sur les choix qui s'offrent à nous pour la prochaine décennie. La valeur des conférenciers et des participants réunis ici aujourd'hui et demain devrait être une garantie du succès de l'événement.

Nous entamerons les discussions par une évaluation de la demande régionale en énergie pour les prochaines années. Cette question est fondamentale puisqu'elle pose les bases des échanges qui toucheront d'autres questions à l'ordre du jour. Les ateliers traitant des nouvelles techniques et de l'économie de l'énergie de même qu'une séance consacrée à la libéralisation des échanges devraient également nous aider à bien comprendre la nature des problèmes que nous connaissons aujourd'hui et de ceux auxquels nous nous heurterons à l'avenir.

A titre de Ministre des Relations Internationales, il me semble opportun d'ajouter que cette conférence témoigne bien de l'intérêt pour le Québec de consacrer une attention particulière au développement de relations institutionnelles avec les états de la Nouvelle Angleterre.

Si nous avons la chance de vivre aux côtés d'une société aussi dynamique que la société Américaine, cette situation a aussi ses exigences. Le Québec d'aujourd'hui doit poursuivre son développement sans compromettre la spécificité qui lui permet d'assurer une contribution à l'héritage culturel international.

Les négociations prochaines sur la libéralisation des échanges qui se tiendront entre nos deux pays seront donc très importantes car nous devons tenter d'élargir des deux côtés de la frontière l'éventail des perspectives qui s'offrent à nous, tout en préservant les éléments qui font que nos deux sociétés sont différentes. Nous pouvons affirmer que nos relations étroites nous ont été utiles et qu'elles continuent de l'être. Mon gouvernement reconnaît qu'il doit faire tout en son possible pour collaborer avec le gouvernement canadien à l'élargissement de ces relations. C'est pourquoi, également, nous maintons un important réseau de bureaux aux États-Unis et nous avons fait en sorte que soient raffermis nos efforts globaux en vue d'appuyer l'établissement de relations économiques et culturelles entre le Québec et les États-Unis, de même que de relations entre les deux peuples.

Dans ce contexte, des réunions comme la conférence d'aujourd'hui figurent au début de notre liste de priorités. Je vous remercie de l'occasion que vous m'avez offerte de m'adresser à vous ce matin et j'envisage avec plaisir de travailler avec vous en vue de la prospérité future de notre région, tant des États que des provinces.

Je vous souhaite à tous de très bon travaux et un agréable séjour à Québec, merci.

CA1
Z 4
C 52

Document: 850-33/018

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Opening Declaration by
Governor John H. Sununu
Co-Chairman of the Northeast International
Committee on Energy

New Hampshire

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

Thank you very much, Minister Pémillard; other distinguished participants and those of you who have gathered here to share with us what I think is a very important session.

I must express my appreciation, first of all, to those of you who have tended to the details that make such a Conference successful. It is obvious from the gathering we have here today that somebody has done their job well, and I express my appreciation and thanks to those of you who have worked so hard to assure us of participation of people who can and will help us shape the policies that we are here to address.

Today is 1986. It is almost a decade and a half since the issues of the early 1970s become known as the "energy crisis". Fifteen yearsd, and now, once again, even though we on both sides of the border and, in fact, across the entire world, governments, private institutions and individuals made very aggressive efforts to try and deal with the energy issue as a whole, it is once again on the forefront, on the front pages of our press, and an issue that is being discussed as one of the significant priorities that must be addressed constructively.

I think the complexity of the energy issue is underscored by the fact that what we have seen in recent weeks and months, a rapid decrease in the cost of oil and other basic energy commodities, has caused almost as much chaos and consternation as the rapid increase.

The reality is that it is a complex issue. It is a difficult issue. It is an issue that sometimes appears to have been managed and yet, because of its very nature, I suspect that it will be an issue of concern not just over the past 15 years, not just over the next five to 10 years, but, perhaps, for at least a generation or more.

I think as we gather today to deal with the reality of what exists today as a foundation for what we want to achieve for the future, we just keep in perspective the lessons we have learned over the last 15 years. There are no very simple answers. There are no magic solutions. There are no miracles that will change the fundamental issue: The issue of the relationship between the supply and supply of all the components that contribute to energy accessibility and the patterns of usage that draw on that.

I am convinced that complex problems generally have real solutions that are based on fundamentally sound principles. In terms of energy, I think there are two basic principles that have to be, and in general have been, acknowledged as being the key to a program that makes sense.

(1) A recognition that a commitment to conservation is required to set the side of the problem as small as possible;

(2) A recognition that the fundamental energy sources, the traditional energy sources, the ones that we have used in the past, and, in fact, the ones that we will use in any sound solution in the future, must be nurtured, must be recipients of investment and commitment, and must be recognized as the key; the heart and soul of any solution that will work.

That means a recognition and acknowledgement and a policy that understands that coal, oil, natural gas, nuclear power, large-scale hydro power and biomass are the fundamental sources, that we must recognize, will be the key parts to the policies and programs that we, beginning here today, I hope, can establish as policies that will work for the eastern part of our continent.

These policies will work not only for this region. These policies will work for our two countries and these policies, in fact, can and will be the basis of a solution that will address worldwide needs.

It is in recognition of that issue that need for a set of policies that make sense for the short term and the long term, that I believe the Premiers and the Governors have called this Conference together here today.

I do have one point I want to emphasize before I get into some of the details. I certainly hope

that the erroneous misconception and perspective expressed in terms of the issue between the Canadiennes and the Bruins is the only sour note of this Conference. I do believe that we are entitled to make at least one error in our presentations.

Having said that, let me suggest and emphasize what our basic goal is today. Our basic goal is to begin in the development of a set of programs, of inter-relationships, of cooperative efforts, that will provide for all of our segments of society: the private sector and the public sector; for individuals, for institutions, for governments, for states, for provinces, and for the national needs as well. Programs that will assure us of a source of energy and a program of utilization of those energy sources, that guarantee a reliable, reasonably priced and secure source of energy for each of the needs that exist in our economies.

I hope, that as we will develop these, we will build on what we have learned. I do hope that the speakers that are here today to address the pieces of solution, that might be adopted to deal with the needs of the 1990s, will understand what has happened in the past 15 years do represent the reality, the forces that commonly are collected together and referred to as the forces of the marketplace. They do represent the reality of user patterns. They do represent the reality of what can and cannot be achieved by technology. They do represent the reality and the reflection of the response of people

and institutions to changes in cost, to changes in patterns of availability, to changes in relationships between countries, to changes in relationships between suppliers and those who have needs.

The speakers today will address issues of demand, and I hope we understand that history has just more than just a three or four or five-year horizon, or even a 10 or 15-year horizon. Patterns of demand in the long term will reflect much longer patterns of usage than those that have just been reflective of tight market conditions in recent years.

We have gone through a period in which the pressures of price have stimulated conservation. I hope we do not make the error in assuming that that same pattern will continue when pressures of price are not there. We can do our best to educate; we can do our best to inspire; we can do our best to motivate, but we ought not to deceive ourselves and over-project what we can achieve by conservation in the next few years or the next decade as being significantly different or even matching what we have achieved in the very recent past.

There are speakers who will address you in terms of the issues of technology and conservation. As one who has come to the Governor's office out of the academic community, let me urge you not to let the hopes and dreams and ideals of the academics and the pseudo academics and those who would like to be academics confuse you when it comes to dealing with the real issues at hand.

There is a significant difference between what I, as an academic, enjoy doing and what I, as an academic, may have projected as possibilities, and what I, as one who has the responsibility of established policies based on reality, must count on, can count on and should count on.

I come back to the spectrum of available energy sources I touched on earlier and urge you to recognize that they are not disappearing in the same context that we thought, that their availability is something we should build on, and that the positive character of the service that they have given over generations in the past is something that we can continue to utilize as we look to our responsibility to generations in the future.

There will be those that come and talk to you about oil and gas, and certainly if this Conference had been held six months ago the discussions on oil and gas would have been very, very different than the discussions you will hear today. And, I hope we keep in mind the reality that you are dealing with commodities where a difference in plus or minus three per cent or four per cent or five per cent can produce differences in orders of magnitude of response in the marketplace.

There was an analogy that I used to use, that I think bears repeating at this time, as to why a slight difference in supply oil and gas makes such a big difference. The reason is, that they are such important

commodities in the economic structure, that the difference between their availability is the difference between life and death sometimes for economic entities. The analogy I used is that the availability of oil and gas is like the availability of seats on a railroad train to a community that has just been told that a disaster will befall it. If there are 100 seats on the railroad train and 99 people have to leave, there is an orderly purchase of tickets. If there are 100 seats on the train and 103 people have to leave, the marketplace begins to see a rapid escalation of ticket price. And, the difference between 99 and 103 users is a very significant difference for that commodity, and the difference between the supply and demand curve in oil and gas in a very real sense parallels that analogy.

I suspect we will over the next decade and a half see fluctuations, that will be represented by rapid fall and rapid rise, followed by rapid fall and rapid rise, as a marketplace, that has not yet become accustomed to the reality of renewed availability of that commodity begins to cope with a new balance. I hope the discussions today understand not only the economic implications of that change but the psychological implications of that change.

Although we may not, in the eastern part of this country, be great suppliers of oil, we have consumers that still depend on it and their attitudes towards overall energy usage will be reflected by what happens, in particular, to those two commodities.

Finally, I suspect we come to the issue that might be the one in which we will have some very delicate discussions: The issues associated with electricity. There is a phrase in the program that I find very interesting. It is a phrase that suggests that we are here to develop policies that will take advantage of regional complementarities. I suspect what that means is that those that have will talk to those that need, and we hope we can come to reasonable solutions.

I would be remiss if I did not point out that, yes, we do recognize that we in New England have needs. Surprisingly enough, I think people are beginning to realize within our own region that the needs are greater than even we had acknowledged to ourselves. The latest data I have is, not only has there been about five per cent increase last year in electric demand and five per cent the year before, but that the first quarter of this year saw about a 3.9 or four per cent increase, and if that had been properly adjusted for weather, it would have been rather close to the five per cent that we have been seeing, in spite of the fact that our basic industries are high technology industries, are perceived to be in a period of retrenchment, of slowdown. I suggest to you, to my colleagues in New England, and to those of you who look to New England as a region where very attractive economic relationships might be established, that we keep in perspective the statistics that reflect the reality, rather than what we would wish them to be.

In fairness, I think we must point out that

New England will not only north but west and south as well, and we must, within my region, develop a policy that has a balance to it. A balance in terms of the texture of energy that we use, a balance in terms of where that energy comes from, a balance in terms of cost and reliability and security of that energy supply, and a balance in terms of its overall impact on the economic strength, economic stability and the quality of life of our citizens.

I am convinced that what we have done here today, whether it was by virtue of the great talent of the Premiers and the Governors in anticipating the timeliness of this date nine months ago, or whether it was by virtue of the fact that we got lucky again, that we will hope back, I hope, in 10 or 15 years at the programs and policies that we begin to develop here with pride in terms of being able to look back at a very successful beginning to a long-term relationship that will benefit both the provinces and the states involved in this effort.

I am very pleased to be part of this beginning on what I think is a strong foundation of good relationships in the past. I think we can look with pride to some of the achievements. Certainly the international agreement on acid rain, in my opinion, would not have been possible without the strong and constructive relationship between the Premiers and the Governors of New England and the influence that they had in that process, and I am very hopeful that that kind of success, that beginning

of a policy that in the long run will serve both our nations will be reflected by the kind success that comes out of this Conference. Thank you very much for allowing me to be a participant.

Thank you very much, Minister Rémillard; other distinguished participants and those of you who have gathered here to share with us what I think is a very important session.

I must express my appreciation, first of all, to those of you who have tended to the details that make such a Conference successful. It is obvious from the gathering we have here today that somebody has done their job well, and I express my appreciation and thanks to those of you who have worked so hard to assure us of participation of people who can and will help us shape the policies that we are here to address.

Today is 1986. It is almost a decade and a half since the issues of the early 1970s became known as the "energy crisis". Fifteen yearsd, and now, once again, even though we on both sides of the border and, in fact, across the entire world, governments, private institutions and individuals made very aggressive efforts to try and deal with the energy issue as a whole, it is once again on the forefront, on the front pages of our press, and an issue that is being discussed as one of the significant priorities that must be addressed constructively.

I think the complexity of the energy issue is underscored by the fact that what we have seen in recent weeks and months, a rapid decrease in the cost of oil and other basic energy commodities, has caused almost as much chaos and consternation as the rapid increase.

The reality is that it is a complex issue. It is a difficult issue. It is an issue that sometimes appears to have been managed and yet, because of its very nature, I suspect that it will be an issue of concern not just over the past 15 years, not just over the next five to 10 years, but, perhaps, for at least a generation or more.

I think as we gather today to deal with the reality of what exists today as a foundation for what we want to achieve for the future, we just keep in perspective the lessons we have learned over the last 15 years. There are no very simple answers. There are no magic solutions. There are no miracles that will change the fundamental issue: The issue of the relationship between the supply and supply of all the components that contribute to energy accessibility and the patterns of usage that draw on that.

I am convinced that complex problems generally have real solutions that are based on fundamentally sound principles. In terms of energy, I think there are two basic principles that have to be, and in general have been, acknowledged as being the key to a program that makes sense.

(1) A recognition that a commitment to conservation is required to set the side of the problem as small as possible;

(2) A recognition that the fundamental energy sources, the traditional energy sources, the ones that we have used in the past, and, in fact, the ones that we will use in any sound solution in the future, must be nurtured, must be recipients of investment and commitment, and must be recognized as the key; the heart and soul of any solution that will work.

That means a recognition and acknowledgement and a policy that understands that coal, oil, natural gas, nuclear power, large-scale hydro power and biomass are the fundamental sources, that we must recognize, will be the key parts to the policies and programs that we, beginning here today, I hope, can establish as policies that will work for the eastern part of our continent.

These policies will work not only for this region. These policies will work for our two countries and these policies, in fact, can and will be the basis of a solution that will address worldwide needs.

It is in recognition of that issue that need for a set of policies that make sense for the short term and the long term, that I believe the Premiers and the Governors have called this Conference together here today.

I do have one point I want to emphasize before I get into some of the details. I certainly hope

that the erroneous misconception and perspective expressed in terms of the issue between the Canadiennes and the Bruins is the only sour note of this Conference. I do believe that we are entitled to make at least one error in our presentations.

Having said that, let me suggest and emphasize what our basic goal is today. Our basic goal is to begin in the development of a set of programs, of inter-relationships, of cooperative efforts, that will provide for all of our segments of society: the private sector and the public sector; for individuals, for institutions, for governments, for states, for provinces, and for the national needs as well. Programs that will assure us of a source of energy and a program of utilization of those energy sources, that guarantee a reliable, reasonably priced and secure source of energy for each of the needs that exist in our economies.

I hope, that as we will develop these, we will build on what we have learned. I do hope that the speakers that are here today to address the pieces of solution, that might be adopted to deal with the needs of the 1990s, will understand what has happened in the past 15 years do represent the reality, the forces that commonly are collected together and referred to as the forces of the marketplace. They do represent the reality of user patterns. They do represent the reality of what can and cannot be achieved by technology. They do represent the reality and the reflection of the response of people

and institutions to changes in cost, to changes in patterns of availability, to changes in relationships between countries, to changes in relationships between suppliers and those who have needs.

The speakers today will address issues of demand, and I hope we understand that history has just more than just a three or four or five-year horizon, or even a 10 or 15-year horizon. Patterns of demand in the long term will reflect much longer patterns of usage than those that have just been reflective of tight market conditions in recent years.

We have gone through a period in which the pressures of price have stimulated conservation. I hope we do not make the error in assuming that that same pattern will continue when pressures of price are not there. We can do our best to educate; we can do our best to inspire; we can do our best to motivate, but we ought not to deceive ourselves and over-project what we can achieve by conservation in the next few years or the next decade as being significantly different or even matching what we have achieved in the very recent past.

There are speakers who will address you in terms of the issues of technology and conservation. As one who has come to the Governor's office out of the academic community, let me urge you not to let the hopes and dreams and ideals of the academics and the pseudo academics and those who would like to be academics confuse you when it comes to dealing with the real issues at hand.

There is a significant difference between what I, as an academic, enjoy doing and what I, as an academic, may have projected as possibilities, and what I, as one who has the responsibility of established policies based on reality, must count on, can count on and should count on.

I come back to the spectrum of available energy sources I touched on earlier and urge you to recognize that they are not disappearing in the same context that we thought, that their availability is something we should build on, and that the positive character of the service that they have given over generations in the past is something that we can continue to utilize as we look to our responsibility to generations in the future.

There will be those that come and talk to you about oil and gas, and certainly if this Conference had been held six months ago the discussions on oil and gas would have been very, very different than the discussions you will hear today. And, I hope we keep in mind the reality that you are dealing with commodities where a difference in plus or minus three per cent or four per cent or five per cent can produce differences in orders of magnitude of response in the marketplace.

There was an analogy that I used to use, that I think bears repeating at this time, as to why a slight difference in supply oil and gas makes such a big difference. The reason is, that they are such important

commodities in the economic structure, that the difference between their availability is the difference between life and death sometimes for economic entities. The analogy I used is that the availability of oil and gas is like the availability of seats on a railroad train to a community that has just been told that a disaster will befall it. If there are 100 seats on the railroad train and 99 people have to leave, there is an orderly purchase of tickets. If there are 100 seats on the train and 103 people have to leave, the marketplace begins to see a rapid escalation of ticket price. And, the difference between 99 and 103 users is a very significant difference for that commodity, and the difference between the supply and demand curve in oil and gas in a very real sense parallels that analogy.

I suspect we will over the next decade and a half see fluctuations, that will be represented by rapid fall and rapid rise, followed by rapid fall and rapid rise, as a marketplace, that has not yet become accustomed to the reality of renewed availability of that commodity begins to cope with a new balance. I hope the discussions today understand not only the economic implications of that change but the psychological implications of that change.

Although we may not, in the eastern part of this country, be great suppliers of oil, we have consumers that still depend on it and their attitudes towards overall energy usage will be reflected by what happens, in particular, to those two commodities.

Finally, I suspect we come to the issue that might be the one in which we will have some very delicate discussions: The issues associated with electricity. There is a phrase in the program that I find very interesting. It is a phrase that suggests that we are here to develop policies that will take advantage of regional complementarities. I suspect what that means is that those that have will talk to those that need, and we hope we can come to reasonable solutions.

I would be remiss if I did not point out that, yes, we do recognize that we in New England have needs. Surprisingly enough, I think people are beginning to realize within our own region that the needs are greater than even we had acknowledged to ourselves. The latest data I have is, not only has there been about five per cent increase last year in electric demand and five per cent the year before, but that the first quarter of this year saw about a 3.9 or four per cent increase, and if that had been properly adjusted for weather, it would have been rather close to the five per cent that we have been seeing, in spite of the fact that our basic industries are high technology industries, are perceived to be in a period of retrenchment, of slowdown. I suggest to you, to my colleagues in New England, and to those of you who look to New England as a region where very attractive economic relationships might be established, that we keep in perspective the statistics that reflect the reality, rather than what we would wish them to be.

In fairness, I think we must point out that

New England will not only north but west and south as well, and we must, within my region, develop a policy that has a balance to it. A balance in terms of the texture of energy that we use, a balance in terms of where that energy comes from, a balance in terms of cost and reliability and security of that energy supply, and a balance in terms of its overall impact on the economic strength, economic stability and the quality of life of our citizens.

I am convinced that what we have done here today, whether it was by virtue of the great talent of the Premiers and the Governors in anticipating the timeliness of this date nine months ago, or whether it was by virtue of the fact that we got lucky again, that we will hope back, I hope, in 10 or 15 years at the programs and policies that we begin to develop here with pride in terms of being able to look back at a very successful beginning to a long-term relationship that will benefit both the provinces and the states involved in this effort.

I am very pleased to be part of this beginning on what I think is a strong foundation of good relationships in the past. I think we can look with pride to some of the achievements. Certainly the international agreement on acid rain, in my opinion, would not have been possible without the strong and constructive relationship between the Premiers and the Governors of New England and the influence that they had in that process, and I am very hopeful that that kind of success, that beginning

of a policy that in the long run will serve both our nations will be reflected by the kind of success that comes out of this Conference. Thank you very much for allowing me to be a participant.

CA1
Z 4
-C 52

Document : 850-33/018

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Allocution d'ouverture
de l'honorable John H. Sununu
coprésident du Comité international
du Nord-Est sur l'énergie

New Hampshire

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

L'HONORABLE JOHN SUNUNU : Merci beaucoup M. Rémillard, autres distingués participants et ceux d'entre vous qui êtes venus partager avec nous ce qui, selon nous, est une séance très importante.

Je voudrais féliciter d'abord ceux qui se sont occupés des détails qui font le succès d'une conférence comme celle d'aujourd'hui. D'après ce que nous voyons ici, il est évident que les responsables ont bien fait leur travail, et je voudrais féliciter et remercier ceux d'entre vous qui avez réussi à nous assurer la participation de personnes qui peuvent nous aider à élaborer les politiques que nous sommes venus examiner ici.

Nous sommes en 1986. Près d'une décennie et demie s'est écoulée depuis que l'on a qualifié de "crise de l'énergie" les problèmes du début des années 1970. Quinze ans, et pourtant, même si, des deux côtés de la frontière, et, en fait, dans le monde entier, les gouvernements, les institutions privées et les particuliers ont déployé des efforts considérables pour régler le problème de l'énergie dans son ensemble, cette question est de nouveau au premier plan; on la retrouve à la une de nos journaux et elle est analysée comme étant une des questions prioritaires qu'il y a lieu d'examiner de façon constructive.

Je crois que la complexité de la question énergétique est entrainée par le fait que ce qui s'est produit au cours des dernières semaines et des derniers mois, c'est-à-dire une baisse du coût du pétrole et des autres produits énergétiques de l'ordre de 50 %, a suscité presque autant de bouleversements et de consternation qu'il l'avait fait la hausse rapide.

Il s'agit vraiment d'une question complexe, d'une question difficile, d'une question qui semble parfois avoir été résolue, mais, en raison de sa nature même, je crois que elle sera toujours une source de préoccupations pendant les quinze dernières années, et qu'elle le sera non seulement pendant les cinq à dix prochaines années, mais peut-être au moins une autre génération.

En mon avis, dans notre étude de ce qui forme la base de ce que nous voulons accomplir pour le monde, nous ne devons pas oublier les leçons que nous avons tirées des quinze dernières années. Il n'y a pas de solution magique. Il n'y a pas de solution simple. La question fondamentale : la question de l'offre et la demande de tous les éléments de l'énergie et de l'accès à l'énergie et aux modes de production en découlent.

Je suis convaincu que les problèmes complexes ont généralement des solutions réelles qui sont fondées sur des principes fondamentalement sains. Au chapitre de l'énergie, je crois que deux principes fondamentaux doivent être reconnus, et ils l'ont été en général, comme constituant la clé d'un programme sensé.

Premièrement, reconnaître que l'on doit s'engager à économiser l'énergie afin de diminuer le problème autant que possible.

Deuxièmement, reconnaître que les sources fondamentales d'énergie, les sources traditionnelles, celles que nous avons utilisées dans le passé et, en fait, celles que nous utiliserons dans toute solution valable prévue pour l'avenir, doivent être exploitées, faire l'objet d'investissements et d'engagements et être reconnues comme la clé, le coeur et l'âme, de toute solution réalisable.

C'est à dire qu'il y a lieu de reconnaître ces deux principes et d'élaborer une politique tenant compte du fait que le charbon, le pétrole, le gaz naturel, l'énergie nucléaire, les grands projets hydroélectriques et la biomasse sont des sources fondamentales et qu'elles constitueront les éléments clés des

politiques et des programmes que nous pouvons, à compter d'aujourd'hui, je l'espère, mettre sur pied comme politiques réalisables pour l'Est de notre continent.

Ces politiques seront utiles non seulement pour notre région, mais aussi pour nos deux pays et, en fait, elles peuvent constituer la base d'une solution des problèmes à l'échelle mondiale.

Je crois que c'est parce qu'ils étaient conscients de ce problème, du besoin d'un train de mesures valables à court et à long terme, que les Premiers ministres et les Gouverneurs ont convoqué la conférence d'aujourd'hui.

Avant d'entrer dans les détails, j'aimerais souligner un point. J'espère que les idées fausses et les attentes irréalistes quant aux résultats entre les Canadiens et les Bruins seront la seule ombre au tableau de notre conférence. Je crois vraiment que nous avons droit à au moins une erreur dans nos exposés.

Cela dit, j'aimerais souligner que notre but fondamental aujourd'hui est d'entamer l'élaboration d'une série de programmes, de relations réciproques, de collaboration qui tiendront compte de tous les secteurs de la société : les secteurs privé et public, les particuliers, les institutions, les gouvernements, les États, les provinces, de même que des besoins à l'échelle nationale. Des programmes qui nous garantiront une source d'énergie ainsi qu'un programme d'utilisation de ces sources, et qui garantiront également une source d'énergie fiable, sûre et à prix abordable pour chacun de nos besoins dans ce domaine.

J'espère qu'à mesure que nous élaborerons ces programmes, nous nous servirons de ce que nous avons appris. J'espère que les conférenciers d'aujourd'hui qui analyseront les éléments des solutions qui pourraient être adoptées pour répondre aux besoins des années 1990 comprendront que ce qui s'est passé au cours des quinze dernières années représente la réalité, c'est-à-dire les forces qui se regroupent et que l'on appelle généralement le jeu des mécanismes du marché. Ces forces représentent bien la réalité des modes d'utilisation. Elles représentent la réalité de ce que la technologie peut, ou ne peut pas, réaliser.

Elles représentent la réalité de la réaction de la population et des institutions aux changements qui surviennent dans les coûts, les structures d'accessibilité, les rapports entre les pays, ainsi que les rapports entre les fournisseurs et ceux qui ont des besoins.

Les conférenciers traiteront de questions touchant la demande et j'espère que nous comprenons que l'histoire ne se limite pas à un horizon de trois, quatre ou cinq ans, ni même de dix ou quinze ans. Des modèles de la demande à long terme se traduiront par des modèles d'utilisation à plus long terme que ceux que nous avons connus au cours des dernières années en raison des conditions tendues du marché.

Nous avons traversé une période pendant laquelle les pressions exercées par les prix ont stimulé l'économie d'énergie. J'espère que nous ne ferons pas l'erreur de croire que le même processus se poursuivra lorsque ces pressions n'existeront plus. Nous pouvons faire de notre mieux pour renseigner la population, pour l'inspirer, pour la motiver, mais nous ne devons pas nous faire d'illusions et surestimer ce que nous pouvons accomplir grâce à l'économie d'énergie au cours des quelques prochaines années ou de la prochaine décennie et surestimer ce que nous pouvons accomplir croyant que les résultats seront très différents ou même qu'ils seront équivalents à ceux que nous avons connus ces dernières années.

Certains conférenciers vous parleront de technologie et d'économie d'énergie. En tant qu'ancien professeur d'université ayant accédé au poste de gouverneur, je vous incite à ne pas vous laisser entraîner, lorsque vous devez vous attaquer aux problèmes réels, par les espoirs, les rêves et les idéaux des professeurs et des pseudo-professeurs, de même que de ceux qui aimeraient faire partie de ce monde.

Il y a une différence énorme entre ce que j'aime faire et ce que j'aurais prévu comme possibilité en tant que professeur d'université et ce sur quoi, en tant que responsable de politiques établies fondées sur la réalité, je dois, je peux et je devrais compter.

Pour revenir à l'éventail des sources d'énergie disponibles dont j'ai déjà parlé, j'aimerais vous faire admettre qu'elles ne disparaissent pas dans le même contexte que nous avons cru, que nous devrions miser sur leur disponibilité et que nous pouvons continuer à tenir compte, dans l'exercice de notre responsabilité à l'égard des générations à venir, de la nature positive des services qu'elles ont rendus au cours des générations.

Certains viendront nous parler de pétrole et de gaz et, si cette conférence avait eu lieu il y a six mois, les discussions seraient certainement extrêmement différentes de ce que nous entendrons aujourd'hui. Nous devons de plus tenir compte du fait qu'il est question de produits pour lesquels une différence de 3, 4 ou 5 p. 100, en plus ou en moins, peut entraîner des différences énormes sur le marché.

J'utilise souvent une analogie, qu'il vaut la peine de répéter ici je crois, quant à la raison pour laquelle une légère différence dans l'approvisionnement du pétrole et du gaz fait une si grande différence. Ces produits sont tellement importants dans la structure économique que la différence dans leur disponibilité équivaut parfois à la différence entre la vie et la mort pour certaines entités économiques. L'analogie que j'utilise est que la disponibilité du pétrole et du gaz peut se comparer à la disponibilité de sièges dans un train pour une collectivité qui vient d'apprendre qu'elle sera victime d'un sinistre. S'il y a 100 sièges et 99 personnes qui doivent quitter la collectivité, l'achat de billets se fera dans l'ordre. Par contre, s'il y a 103 personnes qui veulent quitter la collectivité, on assiste à une escalade du prix des billets. La différence entre 99 et 103 usagers est très importante dans ce cas, tout comme la différence entre l'offre et la demande en matière de pétrole et de gaz.

Je m'attends qu'au cours des quinze prochaines années nous connaîtrons des fluctuations, qui se traduiront par une succession de baisses et de hausses rapides, à mesure que le marché, ne s'étant pas encore habitué à la réalité d'une nouvelle disponibilité de ce produit, commencera à s'adapter à un nouvel équilibre. J'espère qu'au cours de nos discussions, nous tiendrons compte non seulement des répercussions économiques de ce changement, mais aussi des répercussions psychologiques.

Ici dans l'Est, nous ne sommes peut-être pas de grands fournisseurs de pétrole, mais nous avons des consommateurs qui comptent toujours sur cette source d'énergie, et leur attitude à l'égard de l'utilisation de l'énergie en général dépendra de ce qu'il adviendra de ces deux produits en particulier.

Enfin, je crois que la prochaine question sera celle sur laquelle nos discussions seront les plus délicates, c'est-à-dire les questions relatives à l'électricité. Une phrase du programme semble très intéressante. En effet, cette phrase semble supposer que nous sommes ici pour élaborer des politiques qui nous permettront de tirer parti de nos complémentarités. Je crois que cette phrase signifie que ceux qui ont des ressources hydroélectriques parleront à ceux qui en ont besoin et que nous espérons pouvoir parvenir à des solutions raisonnables.

J'aurais tort de ne pas souligner que nous admettons avoir des besoins en Nouvelle-Angleterre. Fait assez surprenant, je crois que la population de notre région commence à se rendre compte que les besoins sont encore plus grands que nous ne le croyions nous-mêmes. Selon les dernières données, non seulement y a-t-il eu une augmentation de 5 p. 100 de la demande d'électricité l'année dernière et de 5 p. 100 l'année précédente, mais, pendant le premier trimestre de cette année, l'augmentation s'est élevée à 3,9 ou 4 p. 100 et, si ce pourcentage est adapté en fonction de la température, il aurait été plutôt près du 5 p. 100, malgré le fait que nos industries de base soient des industries de technologie de pointe et qu'elles soient censées être en période de restrictions et de ralentissement. Je vous propose donc, à vous mes collègues de la Nouvelle-Angleterre et à tous ceux d'entre vous qui considérez la Nouvelle-Angleterre comme une région où pourrait s'établir des rapports économiques très intéressants, de garder à l'esprit les statistiques qui traduisent la réalité plutôt que celles que nous aimerions voir.

En toute justice, je dois souligner que la Nouvelle-Angleterre ne s'adressera pas seulement au Nord, mais également à l'Ouest et au Sud et que nous devons, dans ma région, élaborer une politique équilibrée. Cet équilibre devra se traduire par le genre d'énergie que nous utiliserons, les endroits d'où cette

énergie proviendra, le coût, la fiabilité et la sécurité de cette source d'énergie, de même que ses répercussions globales sur la vigueur économique, la stabilité économique et la qualité de vie de nos citoyens.

Que l'opportunité de la date choisie il y a neuf mois par les Premiers ministres et les Gouverneurs soit due à leur grand talent ou que nous ayons tout simplement eu de la veine, je suis convaincu que ce que nous accomplirons ici aujourd'hui nous permettra d'évoquer avec orgueil les programmes et les politiques que nous commençons à élaborer ici et de pouvoir dire qu'il s'agissait du début de longues relations qui profitent aux provinces et aux États qui y ont collaboré.

Je suis très heureux de participer à la mise sur pied d'une base solide de bonnes relations. Je crois que nous pouvons être fiers de certaines des réalisations. Entre autres, à mon avis, l'accord international sur les pluies acides aurait été impossible sans les relations solides et constructives qui existent entre les Premiers ministres et les Gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et sans l'influence qu'ils exercent dans ce processus, et que ce genre de succès, ce début d'élaboration d'une politique qui, à long terme, servira à nos deux pays, n'est que le reflet du succès qui découlera de notre réunion. Merci beaucoup de m'avoir permis d'y participer.

CA1
Z 4
C 52

Document: 850-33/019

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Closing Remarks by
the Honourable John Ciaccia
Minister of Energy and Resources

Québec

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

THE HONOURABLE MR. JOHN CIACCIA: Thank you; Sharon, ladies and gentlemen. This morning when Sharon and I met to decide and discuss how we would proceed at this morning's suggestion, the suggestion was made by Sharon that she should give the resume and the conclusions in French and I would handle the English part. Our respective advisors strongly recommended against that procedure.

At the end of this Roundtable on energy in the 1990s, my colleague, the Secretary of Energy & Resources of Massachusetts, Sharon Pollard and I have the task of summarizing the discussions that have taken place in the past two days and to draw conclusions. This is no menial task, given the wide scope of areas covered on this very complex subject.

I will not pretend to summarize all that was said. Each participant will naturally leave this meeting with different impressions and conclusions.

I wish to underline, first of all, the exceptional quality of the discussions that took place, a quality which was equalled by the level of representation from all sectors of energy activity in the North East.

The roundtable that has just come to a close was certainly a bold undertaking, since it attempted to cover in a day and a half all the issues surrounding energy supply and demand in its various forms over the coming years.

Major decisions will have to be made in our regions regarding our energy future. It is with this in mind that this gathering was convened by the New England Governors and the Eastern Canadian Premiers in June, 1985.

We were to study the fundamentally important subject of energy demand and supply in the region over the next two decades or so. Our task was to also examine to what extent interchanges between the States and provinces, in the Northeast region, could enable us to satisfy our future needs.

The first message of importance concerning future energy demands was given by Governor Sununu of New Hampshire in his roundtable opening remarks, when he underlined the importance of planning our energy productions systems in relation to long-term trends and evolutions, rather than to short-term changes. The recent moves in the price of oil remind us of the importance of that energy form in our economy.

Mr. Sununu has drawn our attention to the recent increases in the demand of electricity in New England which is higher than anticipated. And Mr. Smith from Data Resources reported on a forecast for even larger growth in the demand for electricity than for other forms of energy, a level of growth very close to that of the economy in general. These changes should also be noted in New England, where economic growth should be a little more pronounced.

Mr. Priddle has for his part reviewed the characteristics of the evolution of demand for the various energy forms in Québec and Atlantic provinces. He underlined the dramatic decrease in Québec between 1973 and 1985 in the demand for oil, thanks in part to the simultaneous penetration of natural gas and electricity. At the same time that situation changed more modestly in the Atlantic provinces. In his view energy savings should continue in the different sectors and the trend towards a more "electrical" society should continue, especially in Québec.

In the second session on "New Technology and energy conservation and their impact on the future of energy supply in the Northeast", Mr. Lovins has drawn our attention to the interest of energy savings for the utilities as well as for governments and consumers.

New technologies, which are less energy demanding, have been discussed and brought into play in the last few years and they have evolved very rapidly. However, according to Mr. Lovins, they are not totally well known on the part of users or potential users. These technologies represent a form of less expensive energy. According to Mr. Lovins, it would even be interesting for Québec to be more efficient in its consumption to increase its capacity for exports. A better demand management and a more realistic forecast should be taken into account in looking at putting into place of new technologies.

A more efficient process in putting into place these technologies and forecasting is necessary. According to Mr. Lovins such an approach would avoid the creation of potential white elephants.

According to Mr. Lovins, we must increase the utilization factor in existing power plants and encourage the production of energy from local resources. This situation, the question of increasing the utilization factor in generating plants and encouraging the production of energy from local resources, would be more simple, less costly and less risky.

Some of these ideas were put into question by Mr. Taylor, who raised the question on the profitability of a good number of these measures of the economy of energy in the light of the important decrease in the price of oil.

And, as Mr. Valaskakis of McGill University underlined it, we are evolving in a context which is marked by uncertainty, particularly at the price level. It is important then to evaluate closely the risk relative to each of the proposed solutions.

In the third session on oil and gas, Mr. Millan of Petro-Canada reminded us of the important finds of oil in offshore Newfoundland and the continental shelf of Labrador. Natural gas has been found in offshore Nova Scotia and off the shores of the Northeast American coast. Undiscovered reserves should also be very important. In all, 20 per cent of these regions has been discovered.

The recent decrease of oil prices by 60 per cent could slow down or delay the exploitation of discovered reserves.

Regarding the marketing of natural gas, an agreement for 2.5 million cubic meters from Venture in Nova Scotia has been concluded with a consortium of US pipeline companies.

Uncertainty now prevailing regarding prices, might delay certain projects, but contrary to the 1970s we now know the importance of offshore reserves. These observations were confirmed by Mr. Morel of Algonquin Gas, who confirmed that the existing price situation is making planning of gas investments quite difficult.

During the last few years the sale of natural gas has increased faster in New England than elsewhere in the United States. The substitution of oil-fired boilers for gas-fired boilers is, in part, the explanation for this. In the future a market will be created for natural gas in the Northeastern United States. The possibilities of interruptible sales will account for a great share of this increase.

Although electricity provided gas with competition in the 1970s, it was because there was no network in the Northeast, a lack of a gas network in the Northeastern United States. In the future gas will be available and a pipeline will be built between Sable Island and the Northeast. In addition the FERC order number 436 will change the regulations between producers and consumers.

For several years the competitiveness of price has been very strong between oil and gas and this has brought about fluctuations in price, because each resource in its turn offers a better price. It is hopeful that the Federal Energy Regulatory Commission could help to regulate this problem by allowing, for example, the Venture Project to be indexed to the price of oil.

According to some of the panelists, the development of gas resources in Sable Island could be

realized when the international price of oil would reach or stabilize itself \$20-\$22 a barrel US.

The fourth session dealt with "Electricity in the Northeast and on how to take advantage of our complementarities".

Mr. Bigelow of New England Electric Systems traced the history of electricity interchanges between our two countries and gave a review of existing interconnections, and a review was made of the existing contracts of the question of interconnections, of the technical difficulties and the possibilities that exist in that area. Mr. Lafond spoke about the different stages that Hydro-Québec has undertaken in its pursuit of sales of export electricity from surplus electricity to the construction of new interconnections to the sale of firm energy and firm capacity and to the possible intention of offering replacement for coal-fired plants.

Mr. MacDonald, on his part, spoke about the liberalization of free trade but I understand this morning some new developments occurred in that area, which I suppose we will all have to deal with.

In terms of a conclusion on my part, I would like to say this, that, first of all, we have appreciated over the past two days learning about the problems, the specific problems, that exist in your region. When we speak of New England, we are aware that there are different states with different problems,

which they have to solve and they have to deal with. In the same way that when you speak of Québec and the Maritimes we have specific problems. In addition with the specificity of Québec with its cultural background, there are also different economic problems that face the Maritimes and that face Québec and we have to deal with that.

We realize that the Northeast is a region with these various problems that we have to meet, and we are aware that there are several options that are available to meet your energy requirements. However, we would like to proceed on a basis where we realize that there must be shared benefits, that they have to be mutually advantageous, and that in our discussions and in our proposals we do have to take into account the specific problems that each one of you faces and that our solutions, the sale; the complementarity we speak of, of exchange of electricity in our objectives of exploiting and making economically feasible the vast hydroelectric resources that are in Québec, must be done in such a way that they will meet the specific requirements and solve the specific problems that exist in your areas.

I would like to thank all of you for the participation of the past two days. I would like to especially thank Michel Marcouiller. I think we really owe him a special vote of thanks for the marvellous work that he has done in organizing this Convention and, as you know, the logistics that go into it, and we

would like to assure you that not only are we aware of the problems; that you have needs, and that our specific and particular resources can meet that need but that we must do so in a spirit of cooperation, of understanding and collaboration as was expressed by your various representatives, by your governors, and we will hope what we have learned from these past few days we will be able to continue and put into practice so that both of us can resolve our problems in a mutually advantageous manner. Thank you.

CA1
Z4
-C 52

Document : 850-33/019



CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990

Allocution de clôture
de l'honorable John Ciaccia
Ministre de l'Énergie et des Ressources

Québec

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

L'HONORABLE JOHN CIACCIA : Merci Sharon, mesdames et messieurs. Ce matin, lorsque Sharon et moi nous sommes réunis afin de discuter de la façon de procéder à la séance de ce matin, Sharon a proposé de faire le résumé et la conclusion en français et de me laisser la partie anglaise. Nos conseillers respectifs nous ont fortement déconseillé de suivre cette démarche.

À la fin de ce colloque sur l'énergie dans les années 1990, ma collègue, la secrétaire à l'Énergie du Massachusetts, Sharon Pollard, et moi-même avons la tâche de résumer les délibérations des deux derniers jours et de tirer des conclusions. Ce n'est pas une tâche facile, compte tenu du large éventail de domaines que comprend cette question très complexe.

Je ne prétends pas résumer tout ce qui a été dit. Les impressions et les conclusions de chaque participant en quittant cette réunion seront différentes.

Je voudrais souligner, avant tout, la qualité exceptionnelle des délibérations, qualité qui était le reflet du niveau de représentation de tous les secteurs de l'activité énergétique dans le Nord-Est.

La table ronde qui vient de se terminer constitue certainement une audacieuse entreprise puisqu'elle cherchait à couvrir l'ensemble des préoccupations relatives à la demande et l'offre d'énergie sous ses différentes formes au cours des années à venir et ceci en l'espace d'une journée et demie.

Des décisions importantes devront être prises dans notre région concernant notre avenir énergétique. C'est dans cette optique que les Gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les Premiers ministres de l'Est du Canada ont convoqué, en juin 1985, la réunion des deux derniers jours.

Nous devons étudier la question fondamentalement importante de l'offre et de la demande d'énergie dans la région pour les deux prochaines décennies. Nous devons également examiner dans quelle mesure les échanges entre les États et les provinces, dans la région du Nord-Est, pourraient nous permettre de répondre à nos besoins futurs.

C'est le Gouverneur Sununu du New Hampshire qui a livré le premier message important concernant la demande future d'énergie dans son allocution d'ouverture lorsqu'il a souligné l'importance de planifier nos systèmes de production d'énergie en fonction des tendances à long terme et de l'évolution plutôt que des changements à court terme. Les récents changements survenus dans le prix du pétrole nous rappellent l'importance de cette forme d'énergie dans notre économie.

M. Sununu a attiré notre attention sur le fait que l'augmentation récente de la demande d'électricité en Nouvelle-Angleterre est plus élevée que prévu. De même M. Smith, Data Resources, a fait état d'une prévision de croissance de la demande d'électricité nettement plus forte que celle des autres formes d'énergie à un niveau fort voisin du niveau de croissance de l'économie en général. Cette évolution devrait être observée également en Nouvelle-Angleterre où le taux de croissance de l'économie devrait être un peu plus prononcé.

Pour sa part, M. Priddle a passé en revue les principaux éléments de l'évolution de la demande pour les divers modes d'énergie au Québec et dans les provinces de l'Atlantique. Il a souligné d'importantes diminutions de la demande de pétrole au Québec entre 1973 et 1985, diminutions qui étaient dues en partie à la pénétration simultanée du gaz naturel et de l'électricité. Par ailleurs, la situation a changé moins radicalement dans les provinces de l'Atlantique. À son avis, les économies d'énergie dans les différents secteurs et la tendance vers une société plus "électrique" devraient se poursuivre, surtout au Québec.

Au cours de la deuxième séance intitulée : "Nouvelles technologies et économies d'énergie : impact sur le futur de la demande et de l'offre de l'énergie dans le Nord-Est", M. Lovins a attiré notre attention sur l'avantage des économies d'énergie pour les services d'utilité publique de même que pour les gouvernements et les consommateurs.

Il a été question de nouvelles technologies moins énergivores. Ces technologies existent depuis quelques années et elles évoluent très rapidement. Toutefois, selon M. Lovins, elles sont méconnues de la part des utilisateurs potentiels. Ces technologies représenteraient une source d'énergie moins onéreuse. D'après lui, il serait même intéressant pour le Québec de réduire sa consommation afin d'accroître sa capacité d'exportation. La mise en place de nouvelles technologies nécessite une meilleure gestion de la demande et des prévisions plus réalistes.

Il importe de concevoir une méthode plus efficace pour implanter ces technologies et faire des prévisions. M. Lovins estime qu'une telle démarche éviterait la création d'éléphants blancs.

Selon monsieur Lovins, il faut augmenter le facteur utilisation des centrales énergétiques existantes et encourager la production de l'énergie à partir de ressources locales. Cette situation, de même que le fait d'accroître le facteur d'utilisation dans les centrales et d'encourager la production d'énergie à partir de ressources locales est à la fois plus simple, moins coûteuse et moins risquée.

Certaines de ces idées ont été soumises par M. Taylor qui s'est interrogé sur la rentabilité d'un grand nombre des mesures d'économie d'énergie face à une baisse sensible des prix du pétrole.

Comme le soulignait M. Valaskakis de l'Université McGill, nous évoluons dans un contexte marqué par l'incertitude, en particulier au niveau des prix. Il importe donc d'évaluer de près les risques relatifs de chacune des solutions envisagées.

Au cours de la troisième séance sur les hydrocarbures, M. Millan de Petro-Canada nous a rappelé les découvertes importantes de pétrole au large de Terre-Neuve et sur le plateau continental du Labrador. Du gaz naturel a également été découvert au large de la Nouvelle-Écosse et des côtes du Nord-Est américain. Il existe probablement d'importantes réserves non encore découvertes. En tout, seulement 20 p. 100 de ces régions ont été exploitées.

La récente diminution de 60 p. 100 du prix du pétrole pourrait ralentir ou retarder l'exploitation des réserves découvertes.

Pour ce qui est de la commercialisation du gaz naturel, un accord a été conclu avec un consortium de sociétés américaines de pipeline relativement à 2,5 millions de mètres cubes provenant du projet Venture en Nouvelle-Écosse.

L'incertitude présente à l'égard des prix peut retarder certains projets mais, contrairement à ce qui se passait dans les années 1970, nous connaissons maintenant l'importance des réserves sous-marines. Ces observations ont été confirmées par M. Morel d'Algonquin Gas qui a affirmé que la situation actuelle concernant les prix rend très difficile la planification des investissements dans le domaine du gaz naturel.

Au cours des dernières années, les ventes de gaz naturel se sont accrues plus rapidement en Nouvelle-Angleterre qu'ailleurs aux États-Unis. Le remplacement des chaudières au mazout par des chaudières au gaz explique ce phénomène. À l'avenir, il se créera un marché pour le gaz naturel dans le nord-est des États-Unis. Les possibilités de ventes susceptibles d'interruption y seront pour beaucoup.

Si l'électricité a concurrencé le gaz dans les années mil neuf cent soixante-dix (1970) c'est parce que le réseau gazier était absent dans le Nord-Est, à l'avenir, on pourra se procurer du gaz dans le Nord-Est et un gazoduc sera construit entre l'Ile de Sable et le Nord-Est. De plus, l'ordonnance n° 436 changera la réglementation entre producteurs et consommateurs.

Depuis plusieurs années, la concurrence des prix est très forte entre le pétrole et le gaz, ce qui a entraîné des fluctuations, car chaque ressource, à tour de rôle, offre un meilleur prix. Il est à espérer que la Federal Energy Regulatory Commission aidera à régler ce problème, par exemple en permettant que le gaz provenant du gisement "Venture" soit indexé au prix du pétrole.

De l'avis de certains conférenciers, la mise en valeur des ressources de gaz de l'Ile de Sable devrait se réaliser dès que les prix internationaux du pétrole reviendront à un niveau acceptable, soit de 20 \$ à 22 \$ US le baril.

La quatrième séance traitait de l'électricité dans le Nord-Est et des façons de tirer parti de nos complémentarités.

M. Bigelow de la New England Electric Systems a retracé l'histoire des échanges d'électricité entre nos deux pays et fait le bilan des interconnexions existantes et des contrats, de même que des difficultés techniques et des possibilités qui existent dans ce domaine. M. Lafond a exposé les différentes étapes du développement des marchés d'exportations qu'a suivies Hydro-Québec, notamment : la vente d'énergie excédentaire, la construction de nouvelles interconnexions, la vente d'énergie ferme et la capacité maximale, de même que la possibilité de remplacer des usines alimentées au charbon.

Pour sa part, M. MacDonald a parlé de la libéralisation des échanges, mais je crois comprendre qu'il est survenu ce matin des faits nouveaux avec lesquels nous devons tous composer.

Pour conclure, je voudrais ajouter ceci : tout d'abord, je vous remercie de nous avoir fait part des problèmes particuliers qui existent dans votre région. Lorsqu'il est question de la Nouvelle-Angleterre nous savons bien que celle-ci comporte différents États ayant des problèmes différents à

régler. De même, lorsque vous parlez du Québec et des provinces maritimes, vous savez que nous avons des problèmes particuliers. Outre la spécificité et l'héritage culturel particulier du Québec, les provinces maritimes et le Québec ont également des problèmes économiques différents dont nous devons tenir compte.

Nous savons bien que le Nord-Est est une région ayant divers problèmes à régler et qu'il existe plusieurs possibilités pour répondre à vos besoins en matière d'énergie. Cependant, nous aimerions établir au départ que nous sommes conscients qu'il doit y avoir des avantages mutuels et que, dans nos discussions et nos propositions, nous devons tenir compte des problèmes particuliers auxquels se heurtent chacun d'entre vous et que les solutions que nous proposons, c'est-à-dire la vente, la complémentarité, les échanges d'électricité et nos objectifs visant à exploiter de façon rentable les vastes ressources hydroélectriques du Québec, doivent tenir compte de la nécessité de répondre à vos exigences particulières et de régler les problèmes particuliers dans vos régions.

Je voudrais remercier chacun d'entre vous de votre participation au cours des deux derniers jours. Je voudrais remercier tout particulièrement Michel Marcouiller. Je crois

qu'il mérite des remerciements spéciaux pour avoir organisé cette réunion, car nous savons tous le travail que demande l'organisation matérielle d'une telle réunion. En outre, nous voulons vous assurer que nous sommes conscients des problèmes, que nous savons que vous avez des besoins et que nos ressources particulières peuvent répondre à ces besoins, mais que nous devons le faire dans un esprit de collaboration et de compréhension comme l'ont mentionné vos divers représentants et vos gouverneurs. Espérons que ce que nous avons appris au cours des quelques derniers jours nous servira et que nous continuerons à le mettre en pratique afin que nous puissions résoudre nos problèmes d'une façon avantageuse pour tous. Merci.

CA1
Z 4
-C 52

Document: 850-33/020

Government
Publication

CONFERENCE ON ENERGY IN THE 1990'S



Closing Remarks by
Ms. Sharon Pollard
Secretary of Energy Resources

Massachusetts

QUÉBEC, Québec

April 10-11, 1986

MRS. SHARON POLLARD: Mesdames et messieurs, monsieur le Ministre Ciaccia -- and that is all they would let me say in French.

One of our speakers coined a phrase in his address yesterday afternoon, which seemed to aptly summate the spirit of this Conference: "Why be successful neighbours when we could be several partners?"

Minister Gilles Rémillard told us in his opening address, that the New England Governors and the Eastern Canadian Premiers Conference has no equivalent between our two countries in seizing the opportunities that our interdependence offers.

The New England Governors and the Eastern Canadian Premiers have for many years been working diligently on the areas which bind our regions and our countries together. So, at this Conference we have discussed those basic energy issues which face all of us in our futures.

Our distinguished speakers and discussants have certainly illustrated so well this partnership. Searching for a conclusion to this Conference was no easy task for many ideas and theories and much information was presented to us by our distinguished panelists. But, I think it would be fair to say that one central theme emerged and that is, the desire for continued regional cooperation on energy projects of mutual benefit.

According to their expertise, each speaker seemed to weave their presentation around this concept. In reaching this conclusion we discussed the uncertainties which both of our people face. First, in oil prices. What will they be, and how will they affect the projects we are, and, in the future, will be partners in? And, of course, what impact those prices will have on other fuels. Secondly, as uncertainty relates to consumer choices.

In an afternoon session yesterday we heard the question as it relates to conservation. Will it continue, slow down or will it disappear?

And thirdly, uncertainty as it relates to change in government policies. Will they strive to promote trade to promote efficiency?

Each of our speakers and discussants touched on the need for the flexibility of supply options first, in that future projects must be priced competitive, and secondly, that these options lead to a greater supply diversity.

So to reiterate, I suggest to you that this Conference posed three challenges to us for the future. First, that we must take some risks both in supply investments and in striving for greater efficiency. Secondly, that we must assume some uncertainty. And lastly, that we must continue to identify and to promote projects which are of mutual benefit.

As the American concluder to this Conference, I would first like to thank all of the speakers and the discussants from both the Canadian side of the border and the American side of the border. I am particularly grateful to those Americans who kindly accepted the invitation of the NICE Committee to give of their time and their energies and their expertise to come and share with us at this particular Conference. And, as the Massachusetts member of the NICE Committee, which is the sponsor of this Conference, I would like to thank on behalf of all of my colleagues, Premier Bourassa and his staff in Québec for sponsoring this Conference for us and doing such a terrific job at it. And lastly, for the NICE Committee, I would like to thank all of you for joining with us to discuss energy in the 1990s, assessing the needs and discussing the options. Thank you very much.

CONFÉRENCE SUR L'ÉNERGIE DANS LES ANNÉES 1990



Allocution de clôture
de Mme Sharon Pollard
Secrétaire à l'Énergie

Massachusetts

QUÉBEC (Québec)

Les 10 et 11 avril 1986

MME SHARON POLLARD : Mesdames et Messieurs, monsieur le ministre Ciaccia - c'est tout ce qu'on m'a permis de dire en français.

Un de nos conférenciers a eu une expression hier après-midi qui m'a semblé bien résumer l'esprit de la conférence. Il a dit : "Pourquoi être des voisins qui réussissent quand nous pourrions être plusieurs partenaires?"

Le ministre Gil Rémillard nous a dit dans son allocution d'ouverture qu'il n'existe entre nos deux pays aucun mécanisme équivalent à la Conférence des Gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des Premiers ministres de l'Est du Canada pour saisir les occasions qu'offre notre interdépendance.

Depuis de nombreuses années, les Gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les Premiers ministres de l'Est du Canada travaillent de pied ferme dans les domaines qui unissent nos régions et nos pays. À la présente conférence, nous avons discuté des problèmes énergétiques de base auxquels nous devons tous faire face.

Nos distingués conférenciers et commentateurs ont bien illustré cette collaboration. Il n'a pas été facile de résumer les travaux de la conférence, car nos distingués conférenciers nous ont présenté de nombreuses idées et théories, de même que beaucoup de renseignements. Je crois cependant qu'il serait juste de dire qu'un thème central ressort, c'est-à-dire le désir de poursuivre la collaboration régionale dans les projets énergétiques d'intérêt mutuel.

Selon ses connaissances particulières, chaque conférencier semble avoir bâti son exposé autour de ce concept. En établissant cette conclusion, nous avons discuté des incertitudes que connaissent nos deux peuples. Premièrement, en ce qui a trait aux prix du pétrole. À quel niveau seront-ils fixés et quelles seront leurs répercussions sur les projets que nous avons et, que nous aurons, en commun? De plus, quelles répercussions ces prix auront-ils sur les autres carburants.

Deuxièmement, puisque l'incertitude touche également les choix des consommateurs, pendant une séance d'hier après-midi, il a été question d'économie d'énergie. Cette économie se poursuivra-t-elle, est-ce qu'elle diminuera ou est-ce qu'elle disparaîtra complètement?

Troisièmement, l'incertitude en ce qui a trait aux changements dans les politiques gouvernementales. Ces politiques insisteront-elles sur la promotion des échanges ou sur celle du rendement?

Chacun de nos conférenciers et commentateurs a effleuré la question de la nécessité de rendre les choix d'approvisionnement flexibles. Premièrement, parce que le coût des projets futurs devra être concurrentiel et, deuxièmement, parce que ces choix doivent entraîner une plus grande diversité d'approvisionnement.

Pour récapituler, j'estime que la présente conférence pose trois défis pour l'avenir. Premièrement, nous devons prendre certains risques tant dans les investissements en matière d'approvisionnement que pour améliorer le rendement. Deuxièmement, nous devons tenir pour acquis qu'il y aura une certaine incertitude et, troisièmement, nous devons continuer à trouver et à promouvoir des projets d'intérêt mutuel.

À titre de représentante américaine chargée de faire le point de la présente conférence, je voudrais d'abord remercier tous les conférenciers et tous les commentateurs tant canadiens qu'américains. Je remercie tout particulièrement les Américains

qui ont bien voulu accepter l'invitation du Comité international du Nord-Est sur l'énergie de donner de leur temps pour nous faire part de leurs connaissances au cours de la présente conférence. De plus, en tant que membre du Massachusetts de ce Comité, qui parraine la conférence, j'aimerais, au nom de tous mes collègues, remercier le Premier ministre Bourrassa et son personnel à Québec d'avoir organisé la conférence et de nous avoir si bien reçu. Enfin, au nom du Comité, j'aimerais vous remercier tous d'être venus discuter avec nous de l'énergie dans les années 1990, de l'évaluation des besoins et de l'analyse des choix. Merci beaucoup.

